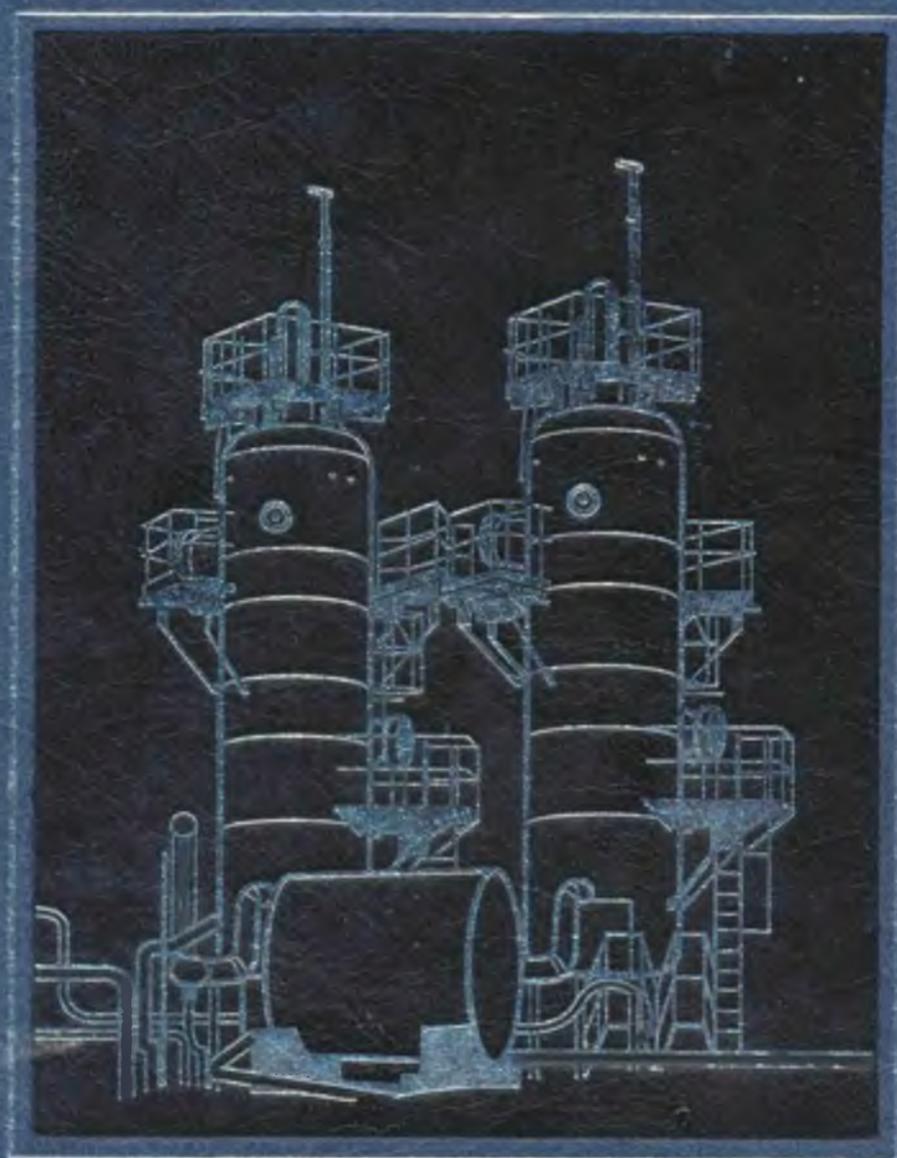


РОССИЙСКАЯ
ГАЗОВАЯ
ЭНЦИКЛОПЕДИЯ



РОССИЙСКАЯ ГАЗОВАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

Главный редактор
Р. И. ВЯХИРЕВ

Редакционная коллегия

Н. К. БАЙБАКОВ, Б. В. БУДЗУЛЯК, С. Н. БУЗИНОВ,
А. И. ВЛАДИМИРОВ, З. Т. ГАЛИУЛЛИН,
Н. В. ГЛУЩЕНКО (ответственный секретарь),
А. И. ГРИЦЕНКО (заместитель главного редактора),
В. А. ДИНКОВ, А. Н. ДМИТРИЕВСКИЙ, В. И. ЕРМАКОВ,
Г. А. ЗОТОВ, Н. И. КАБАНОВ, А. М. КАРАСЕВИЧ,
Н. П. ЛАВÉРОВ, В. М. МАКСИМОВ, Р. Д. МАРГУЛОВ,
В. Г. ПОДЮК (заместитель главного редактора),
В. И. РЕЗУНЕНКО, Н. Н. СОЛОВЬЁВ,
Р. М. ТЕР-САРКИСОВ (заместитель главного редактора),
П. А. ТЕСНЕР, О. Н. ФАВОРСКИЙ, Г. С. ШУРШАКОВА

Москва
Научное издательство
«Большая Российская энциклопедия»
2004

В ПОДГОТОВКЕ ИЗДАНИЯ ПРИНИМАЛИ УЧАСТИЕ

Научное редактирование.

Ведущий редактор Г. С. ШУРШАКОВА

Редакция иллюстраций. Зав. редакцией А. Б. ЕВСЕЕВА,
художественный редактор Е. Е. ИСАКОВА

Издательско-компьютерный отдел.

Зав. отделом Н. В. ИВАНОВА,

старший технический редактор Т. А. ХЛЕБНОВА,
операторы верстки Л. В. КОРОТКОВА, О. А. ЗЛОБИНА,
операторы набора О. А. РОДИНА, Р. А. ЯКУБОВА

Корректорская. Зав. корректорской С. Ф. ЛИХАЧЕВА,
старшие корректоры Е. А. КУЛАКОВА, Н. А. ПАЗУХИНА,
Л. П. СИДОРОВА, Л. С. СОРИНА,
корректор А. А. ВОЛЧЕНКОВА

Внешнее оформление художника Е. Е. ИСАКОВОЙ

Исполняющий обязанности директора издательства
Н. С. АРТЕМОВ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Газовая промышленность России – сравнительно молодая отрасль топливно-энергетического комплекса страны. Историю отечественной газовой промышленности принято вести с 1946 года. В это время был введен в эксплуатацию первый в бывшем СССР магистральный газопровод «Саратов – Москва», по которому природный газ из месторождений Поволжья стал поступать в Центральный регион страны – крупнейший промышленный центр.

В дальнейшем добыча газа в целом по стране, в том числе и в Российской Федерации, росла исключительно высокими темпами. В 1990 году достигнут максимальный уровень добычи газа по стране – 815 млрд. м³, а в Российской Федерации в 1991 году – 643 млрд. м³. Такой интенсивный рост газовой индустрии стал возможен благодаря следующим обстоятельствам.

СССР и Россия по-прежнему обладали самым высоким в мире газовым потенциалом. Так, начальные суммарные ресурсы природного газа России оценивались в 236,1 трлн. м³, в том числе на суше – 160,3 трлн. м³ и на шельфе – 75,8 трлн. м³.

К началу 21 века в России открыто около 770 месторождений природного газа с суммарными разведанными запасами промышленных категорий (A + B + C₁) около 47 трлн. м³, а мировые доказанные запасы природного газа оценивались в 143,6 трлн. м³. То есть на долю России приходилась треть разведанных мировых запасов природного газа.

Освоение месторождений природного газа и строительство магистральных газопроводов, компрессорных станций, подземных хранилищ газа позволили сформировать Единую систему газоснабжения. Протяженность магистральных газопроводов составила более 150 тыс. км, установленная мощность на компрессорных станциях достигла более 42 млн. кВт. Создание Единой системы газоснабжения стало возможным благодаря огромному вкладу нефтегазостроителей.

Постсоветский период характеризовался разрушением прежней организационной структуры Министерства строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР. Появилось множество подрядных строительно-монтажных организаций. Чтобы обеспечить дальнейшее развитие газовой промышленности России, в 1990 году было создано акционерное общество «Стройтрансгаз», в котором удалось сконцентрировать потенциал нефтегазостроителей, способных ежегодно сооружать более 3 тыс. км трубопроводов большого диаметра, строить на современном техническом уровне и с высоким качеством объекты топливно-энергетического комплекса России. Реализация в 21 веке таких масштабных проектов, как обустройство Заполярного месторождения, строительство и ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов «Заполярное – Уренгой», «Ямал – Европа» и «Голубой поток», позволила Открытому акционерному обществу «Газпром» добыть в 2003 году свыше 540 млрд. м³ газа и планировать увеличение добычи природного газа в последующие годы.

Газовая промышленность России является многофункциональным природно-техногенным производственным комплексом, в котором сосредоточены разведка месторождений, их разработка, транспорт и хранение газа, переработка добываемого из недр углеводородного сырья, газификация национального хозяйства и населения. Этот комплекс надежно обеспечивает энергетическую безопасность страны, создает условия для устойчивого развития всей национальной экономики и решения социально-экономических и экологических проблем общества.

Россия является одним из крупнейших экспортеров газа, занимая около 25% мирового рынка газа. Большие потенциальные возможности имеются у газовой промышленности России для экспорта газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и США с помощью транспортировки его по магистральным газопроводам и в виде сжиженного природного газа танкерным флотом.

Существенный рост доли природного газа в топливно-энергетическом комплексе России соответствовал мировым тенденциям развития нефтегазового комплекса, который в 20 веке инициировал эволюцию национальной экономики, технологического прогресса, предпринимательства, маркетинга и менеджмента.

По оценкам экспертов, в 21 веке природный газ и нефть должны остаться основными источниками энергии для человечества, и предполагается рост мирового потребления природного газа в ближайшие 20–30 лет. Возможны два сценария изменения структуры энергопотребления в мире.

По первому сценарию (консервативному), природный газ должен еще более завоевать позиции по мере того, как потребление нефти начнет сокращаться. После так называемой газовой паузы элемент неопределенности повышается, и новые технологии будут стремительно развиваться. Таким образом, прогнозируется эволюционный прогресс «углеводородного сдвига» от угля и нефти к газу, затем к возобновляемым источникам энергии.

Второй сценарий предполагает революционные изменения в энергопотреблении. Речь идет о реализации потенциала развития так называемой водородной экономики, базирующейся на топливных ячейках, которые производят электричество из водорода, и усовершенствованных водородных технологиях.

Можно ожидать, что развитие энергопотребления в России пойдет по первому сценарию, т.е. газ будет занимать лидирующее положение в топливном балансе страны. Одновременно будет развиваться химическая отрасль газовой промышленности, включая производство экологически чистых моторных топлив из природного газа.

Современное состояние газовой промышленности России, перспективы ее развития в условиях рыночной экономики, формирование и либерализация газового рынка являются предметом острой дискуссии в обществе.

Все это свидетельствует о большом интересе специалистов, менеджеров и предпринимателей к проблемам газовой промышленности России, ее составу и структуре, условиям функционирования и прочее.

В связи с этим одной из главных задач настоящей энциклопедии является изложение в доступной форме основных научных-практических знаний о газовой промышленности России как для специалистов, так и для широкого круга читателей.

Сложность отбора минимально необходимого объема знаний заключалась в том, что наука о природном газе, ее приложение в конкретных секторах газового комплекса, практике его эксплуатации содержат огромный объем как фундаментальных знаний (математика, механика, физика, химия, термодинамика, геология и др.), так и прикладных, отражающих технологии и технику газовой отрасли.

Было издано большое количество справочной литературы по отдельным направлениям газовой промышленности: бурение и ремонт скважин, добыча и транспорт газа и др. «Российская газовая энциклопедия» издается впервые. При ее подготовке редколлегия пошла по пути изложения основных отраслевых знаний по понятийно-терминологическому принципу. По аналогичному принципу составлена изданная в 1984–1991 годах в бывшем СССР «Горная энциклопедия» (под редакцией Е. А. Козловского). Этот же принцип, но с размещением терминов (статей) по тематическим разделам использован при составлении «Краткой энциклопедии нефтегазовой геологии» (под редакцией Р. И. Вяхирева), вышедшей в 1998 году.

Составление первой «Российской газовой энциклопедии» преследовало и другую главную задачу – попытку упорядочить единый отраслевой понятийно-терминологический язык.

Система терминов в газовой промышленности России формировалась частично заимствованием из геологических наук, практики поисково-разведочных работ и нефтепромыслового дела. Большое значение в формировании этой системы сыграла

монография И. Н. Стрижова и И. Е. Ходановича «Добыча газа», вышедшая в 1946 году, а также книга Е. Роулинса и А. Шелхардта «Испытание газовых скважин» (издана в 1947 году), в которых был изложен опыт американской газовой промышленности. Многие понятия, изложенные в этих монографиях, используются до сих пор.

Более полно терминология по газовой отрасли была представлена в «Руководстве по добыче, транспорту и переработке природного газа» (под общей редакцией Д. Л. Катца), изданном в 1965 году.

В дальнейшем, по мере развития науки о природном газе, практики освоения месторождений природного газа, его транспортировки и использования, терминологический словарь газовой промышленности значительно расширился. Большой вклад в эту сферу научных знаний внесли отечественные ученые – основатели науки о природном газе: Н. К. Байбаков, Ю. И. Боксерман, В. Г. Васильев, В. М. Гальперин, В. П. Савченко, А. С. Смирнов, А. Л. Козлов, В. Н. Корценштейн, Б. Б. Лапук, Е. В. Левыкин, Е. М. Минский, Ф. А. Требин, П. А. Теснер, А. А. Ханин, А. Л. Хейн, А. И. Ширковский.

С середины и до конца 1980-х годов было издано значительное количество монографий и научных публикаций по различным проблемам газовой промышленности, в которых вводилась новая терминология и уточнялись старые понятия (Г. И. Амурский, К. С. Басниев, С. Н. Бузинов, Р. И. Вяхирев, З. Т. Галиуллин, А. И. Гриценко, В. И. Ермаков, С. Н. Закиров, Г. А. Зотов, М. Я. Зыкин, Ю. П. Коротаев, Н. А. Крылов, Е. В. Леонтьев, Г. Д. Маргулов, Г. Э. Одишария, А. А. Плотников, В. А. Скоробогатов, В. И. Старосельский, В. П. Ступаков, Р. М. Тер-Саркисов, И. Я. Фурман, В. В. Харионовский, П. Т. Шмыгля и др.).

В отечественной научной литературе сложилась ситуация, когда в различных изданиях важные понятия газовой промышленности трактуются по-разному либо определены нечетко. Становится общепринятым, что отдельные сложные комплексные проблемы решаются специалистами различных областей знания. Отсутствие единого понятийно-терминологического языка резко снижает эффективность работы специалистов, особенно на стыке наук, иногда это приводит к недоразумениям разного рода.

Основные термины, используемые в газовой промышленности, можно условно разделить на следующие группы:

- общие понятия (например, теория, методика, проблема, оптимизация и др.);
- специальные отраслевые термины (геотехнология, скважина, добыча газа, проницаемость и др.);
- прочие специальные термины (системный подход, имитационное моделирование и др.).

Существующие общие понятия даны с использованием научных справочных пособий логического понятийно-терминологического характера. Часть терминов заимствована из научной отраслевой и общетехнической литературы. Всего в энциклопедии представлено около 1050 терминов и более 280 рисунков.

Для составления алфавитного словника и написания статей были привлечены научные сотрудники ВНИИгаза, специалисты «Газпрома», «Стройтрансгаза» и других организаций.

«Российская газовая энциклопедия» предназначена для научных сотрудников, специалистов, менеджеров, предпринимателей, журналистов, студентов и других заинтересованных лиц.

Редколлегия выражает искреннюю благодарность за помощь в издании «Российской газовой энциклопедии» компании «Итера», на средства которой был осуществлен данный проект, и лично г-ну И. В. Макарову, президенту компании.

Редколлегия будет весьма признательна за критические замечания, пожелания и предложения по первой редакции «Российской газовой энциклопедии».

КАК ПОЛЬЗОВАТЬСЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЕЙ

Статьи в Энциклопедии расположены в алфавитном порядке. Название каждой статьи набрано прописными буквами жирным шрифтом («черное слово»). Названия статей даются преимущественно в единственном числе. Составные термины из двух и более слов даны, как правило, в наиболее распространенном в научной литературе виде. Иногда обычный порядок слов изменяется и на первое место ставится главное по смыслу слово. Название статьи далее в тексте обозначается начальными буквами слов (например, **ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ** – П. д.; **ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ** – Г. а.). Если после названия статьи, набранного жирным прописным шрифтом, дается другое слово или несколько слов в разрядку, то это означает, что наряду с основным термином существует его синоним, который менее распространен в специальной литературе (например, **СЫРОЙ ГАЗ**, жирный газ). К терминам, представляющим заимствования из других языков, приводится краткая этимологическая справка (т. е. справка о происхождении слова). Если подряд идут статьи, названия которых имеют одинаковое происхождение, этимологическая справка приводится к одной из этих статей, обычно первой. Транскрипция иностранных географических названий выполнена в соответствии с инструкциями Федеральной службы геодезии и картографии России.

В Энциклопедии используется система внутрисклаевых ссылок, при которой набранное *курсивом* слово указывает, что в Энциклопедии имеется специальная статья под этим названием, где читатель может почерпнуть дополнительную информацию по интересующим его вопросам.

С целью экономии места в Энциклопедии введена система сокращений. Кроме общепринятых в русском языке сокращений (например, «и т. д.», «т. е.»), применяются также сокращения и аббревиатуры, установленные для данного издания. К числам, обозначающим год, слово «год» (или «г.») не дается. Численные значения используемых физических величин даются в основном в Международной системе единиц (СИ).

А

АБСОЛЮТНО СВОБОДНЫЙ ДЕБИТ — *дебит* газовой скважины при депрессии на пласт, равной по величине *пластовому давлению*. Характеризует потенциальные *добычные возможности* скважины, к-рые она может теоретически реализовать при *забойном давлении*, равном атмосферному (т. е. без учета ствола скважины). А. с. д. вычисляется на основе аппроксимирующего соотношения *продуктивности* газовой скважины, получаемой при ее испытании.

А. с. д. зависит от *коллекторских свойств* вскрытого продуктивного пласта, качества его вскрытия, а также энергетич. потенциала пласта, характеризующегося величиной пластового давления. В связи с этим А. с. д. уменьшается при падении последнего в процессе *разработки месторождения*.

Количество, величина А. с. д. (обычно в тыс. м³/сут) позволяет сравнивать между собой продуктивность разл. скважин, оценить качество запасов газа.

А. с. д. используется при оценке начальных и текущих дебитов газовых скважин, к-рые устанавливаются как определенная доля от А. с. д. — норма отбора газа (подробно см. в ст. *Технологический режим эксплуатации*).

Лит.: Стрижов И. Н., Ходанович И. Е., Добыча газа, М.—Л., 1946; Ланук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природных газов, М.—Л., 1948; Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970.

Г. А. Зотов.

АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА газа — процесс избирательного поглощения из газа насыщенных паров влаги жидким поглотителем-абсорбентом. Физически определяется молекулярной и конвективной диффузией вещества из газовой фазы в жидкую вследствие разности парциальных давлений извлекаемого компонента в контактирующих фазах. При контактировании газа с осушителями *абсорбция* влаги протекает до тех пор, пока парциальное давление влаги в газе не достигнет величины ее же парциального давления над раствором осушителя (абсорбента).

Для извлечения влаги из природного газа в осн. применяются разл. гликоли — *этиленгликоль* (ЭГ), *диэтиленгликоль* (ДЭГ), *триэтиленгликоль* (ТЭГ).

В промышленной практике высококонцентриров. растворы ДЭГ и ТЭГ применяются в качестве осушителей в схемах установок А. о., а растворы ЭГ используются в качестве *ингибитора гидратообразования*. Эти гликоли отличаются высокой поглотительной способностью,

низким давлением насыщенных паров, высокой селективностью и низкой коррозионной активностью.

Гликоли смешиваются с водой во всех отношениях. Их водные растворы не вызывают *коррозию* оборудования, что позволяет изготавливать его из дешевых марок стали. Они представляют собой бесцветную или слегка желтоватую прозрачную жидкость.

Осн. показатели гликолей, используемых в качестве осушителя, приведены в таблице.

ЭГ имеет экологич. преимущество над ДЭГ и ТЭГ: при попадании в водоемы он подвергается полному биологич. разложению. Существ. недостаток его — высокое давление насыщенных паров (напр., при t 20 °С для 99%-ного его раствора этот показатель в 2,5 и 7 раз выше, чем у ДЭГ и ТЭГ соответственно). По этой причине ЭГ не получил применения при противоточной осушке газа, т. к. его потери с газом были бы в неск. раз больше.

У ТЭГ давление насыщенных паров меньше, чем у ДЭГ. Кроме того, он имеет более высокую темп-ру начала разложения (206 °С). Благодаря этим свойствам обеспечивается относительно низкие его потери на установках осушки газа. Другим технологич. преимуществом ТЭГ яв-

ляется то, что он дает более высокие депрессии (разности) темп-р *точки росы* по сравнению с ДЭГ, особенно при высоких темп-рах контакта.

Одним из важных свойств гликолей является снижение их темп-ры замерзания при растворении в них воды. Благодаря этому свойству они находят применение при приготовлении разл. теплоносителей.

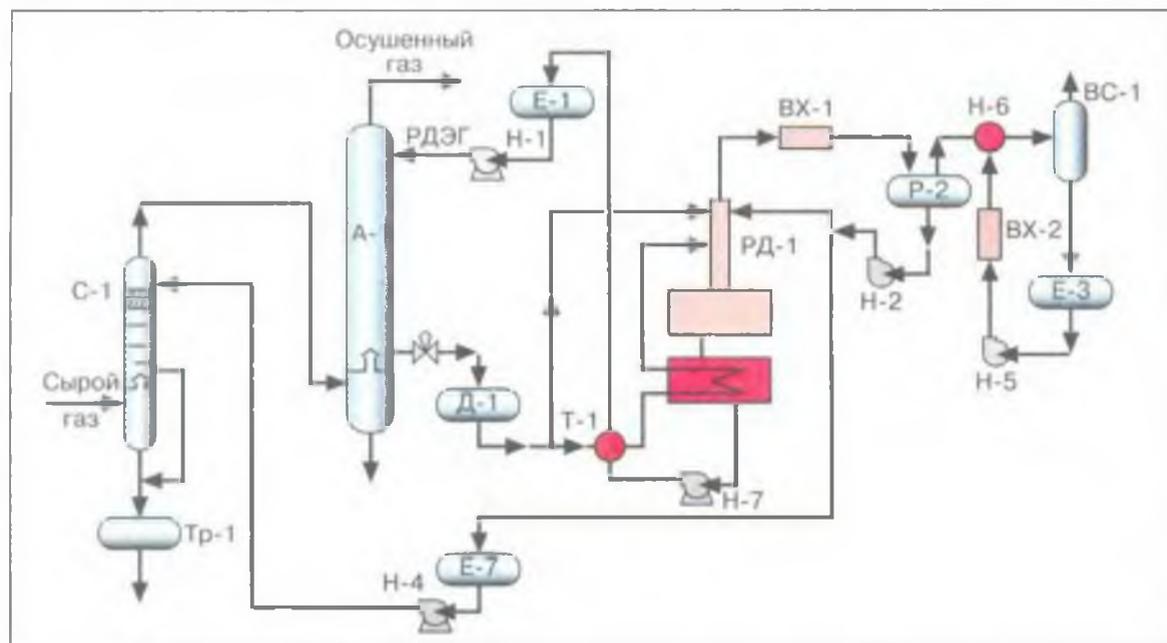
Хранить гликоли следует при возможно более низкой темп-ре во избежание их окисления, но не ниже —4 °С. Сроки хранения согласно действующим стандартам и технич. условиям для гликолей, не имеющих добавок антиокислителей, установлены в зависимости от сорта или марки: 5–12 мес для ЭГ, 3–6 мес для ДЭГ и 6 мес для ТЭГ.

Установки осушки газа оборудуются противоточными (вертикальными) и прямоточными (горизонтальными) абсорберами.

Противоточный абсорбционный процесс особенно экономичен при осушке больших объемов газов, когда требуется получить депрессию точки росы газа до 60 °С. Наиболее крупные установки противоточной А. о. газа для *подготовки газа к дальнему транспорту* введены в эксплуатацию на *Медвежьем месторождении, Уренгойском месторо-*

Таблица. Основные физико-химические свойства чистых гликолей

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄
Относительная молекулярная масса	62,07	106,12	150,17
Плотность при t 20 °С, г/см ³	1,1160	1,1184	1,1254
Вязкость при t 20 °С, МПа·с	20,9	35,7	47,8
Давление насыщенных паров при t 20 °С, Па	8,0	1,3	0,5
Темп-ра замерзания, °С	-13	-8	-7,2
Теплоемкость при t 20 °С, кДж/кг·К	2,35	2,09	2,20
Теплота парообразования (при давлении 0,1 МПа), кДж/кмоль	56,94	68,87	62,60
Темп-ра начала разложения, °С	—	164,4	206,7
Поверхностное натяжение, 10 ⁻³ н/м	48,3	48,5	45,2
Козф. преломления при t 20 °С	1,4316	1,4472	1,4559
Темп-ра кипения при P = 101,3 кПа, °С	197,3	244,8	278,3
Критическая темп-ра, °С	376	410	440
Критическое давление, МПа	8,26	5,0	3,72



Принципиальная технологическая схема установки абсорбционной осушки газа: С-1 – сепаратор 1-й ступени; А-1 – абсорбер; Д-1 – дегазатор; Е-1, 3, 7 – промежуточная емкость; Т-1 – рекуперативный теплообменник; РД-1 – десорбер; Н-1, 2, 4, 5, 7 – насос; Н-6 – вакуумный насос; Р-2 – емкость орошения; ВС-1 – сепаратор; ВХ-1, 2 – воздушный холодильник; Тр-1 – разделитель; РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль.

ждени, Ямбургском месторождении, Западно-Таркосалинском м-нии и др. Противоточные абсорбционные процессы применяют также для осушки кислых газов и при подготовке газов к низкотемпературной переработке и т. д. Единичная мощность технологич. линий установок осушки газа доходит до 10 млн. м³/сут.

При соблюдении определенных условий по темп-ре контакта, качеству осушителя, кол-ву ступеней контакта и т. д. при противоточном абсорбционном процессе можно осушить газ до точки росы -65 и -80 °С соответственно с использованием высококонцентриров. растворов ДЭГ и ТЭГ. Для достижения таких показателей необходимо использовать растворы указанных гликолей концентрации 99,95% масс. Однако в промышленных установках точка росы осушенного газа достигается не ниже -25 °С.

Прямоточные абсорбционные процессы используются в осн. на нефтяных м-ниях. Производительность таких установок от 0,5 до 2,5 млн. м³/сут. Эти процессы обеспечивают осушку газа до темп-ры точки росы от -5 до -10 °С.

Принципиальная технологич. схема совр. установки осушки газа приведена на рис. На этой установке предусмотрена промывка газа перед входом в абсорбер от механ. примесей и минеральных солей и извлечение метанола из газа в качестве целевого продукта.

При больших концентрациях метанола в рефлюксной жидкости предусмотрена ее подача в блок регенерации метанола с целью выделения метанола из нее в качестве целевого продукта.

На м-ниях России для осушки газа применялся только ДЭГ. Осуществляется перевод ряда установок на ТЭГ. Во ВНИИГазе разработаны способы осушки кислых газов по безотходной технологии, технич. решению повышению надежности работы установок осушки, а

также методы расчета, позволяющие оптимизировать их показатели.

Лит.: Жданова Н. В., Халиф А. Д., Осушка природных газов, М., 1975; Бекиров Т. М., Шаталов А. Т., Сбор и подготовка к транспорту природных газов, М., 1986; Бекиров Т. М. и др., О возможности использования триэтиленгликоля на установках осушки газа, «Экспресс-информация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа», 1995, № 9–10.

Т. М. Бекиров.

АБСОРБЦИОННАЯ ОЧИСТКА природного газа – поглощение примесных компонентов жидкостью (абсорбентом) с образованием легкоразлагаемых химич. соединений или физич. растворов. Применяется для извлечения из сероводородсодержащего природного газа кислых компонентов – сероводорода и диоксида углерода. В качестве растворителей ис-

пользуются растворы аминов и комплексных соединений железа.

Очистку проводят в целях защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, охраны населения от токсич. воздействия, предохранения от отравления многих пром. катализаторов, а также в связи с требованиями охраны окружающей среды. Получаемый при очистке газа сероводород перерабатывается затем в серу, что уменьшает затраты на очистку газа и дает ценное сырье для нар. хоз-ва.

А.о. растворами аминов проводят для сероочистки природного газа. В качестве абсорбентов используют диэтиламин, метилдиэтиламин и их смеси.

На рис. 1 показана однопоточная схема А.о. газа растворами этаноламинов. Поступающий на очистку газ проходит восходящим потоком через абсорбер (1) навстречу потоку раствора. Насыщенный кислыми газами раствор, выходящий с низа абсорбера, подогревается в теплообменнике (5) регенериров. раствором из десорбера (6) и подается в его верх. часть. После частичного охлаждения в теплообменнике (5) регенериров. раствор дополнительно охлаждается в холодильнике (3) водой или воздухом и подается на верх абсорбера (1).

Тепло, необходимое для регенерации насыщенного раствора, сообщается раствору в кипятильнике (10), обогреваемом глухим паром низкого давления. Кислый газ из десорбера охлаждается для конденсации большей части содержащихся в нем водяных паров. Этот конденсат-флегма непрерывно возвращается в систему, чтобы предотвратить увеличение концентрации раствора амина. Обычно флегму подают в верх десорбера (выше входа насыщенного раствора) для конденсации паров амина из потока кислого газа.

В схеме предусмотрен экспанзер – выветриватель (4), где за счет снижения

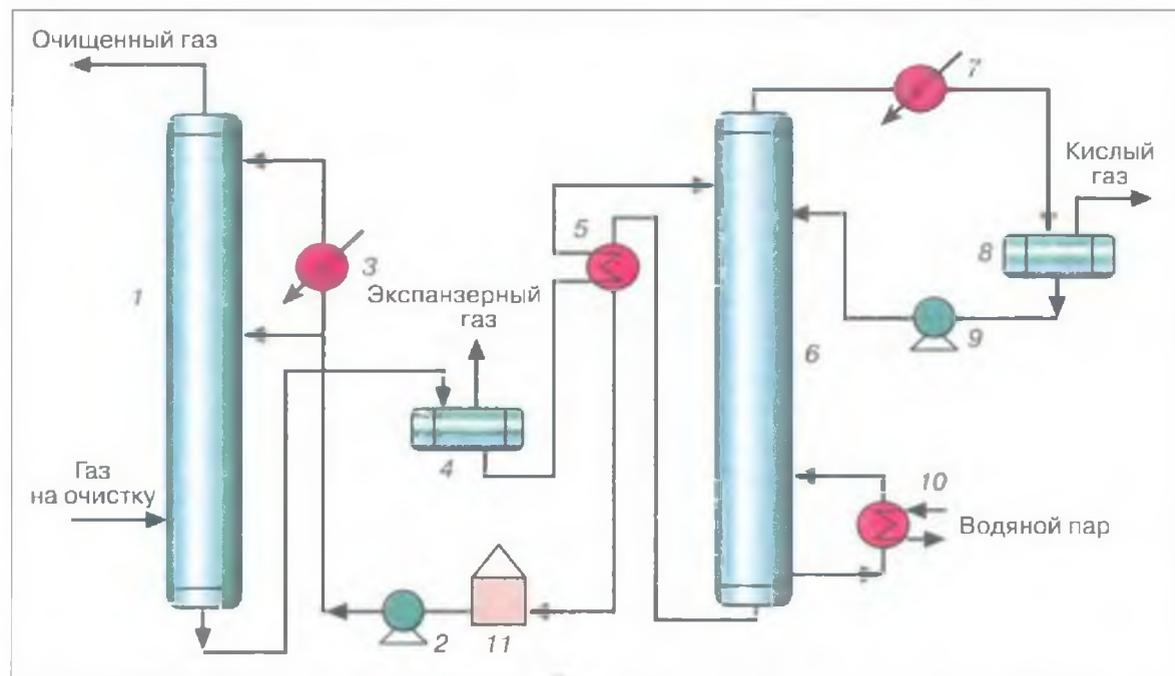


Рис. 1 Принципиальная схема установки аминовой очистки газа: 1 – абсорбер; 2, 9 – насос; 3, 7 – холодильник; 4 – экспанзер; 5 – теплообменник; 6 – десорбер; 8 – сепаратор; 10 – кипятильник; 11 – емкость регенерированного амина.

давления насыщенного раствора выделяются физически растворенные в абсорбенте углеводороды и частично H_2S и CO_2 . Экспанзионный газ после очистки используется на собственные нужды в качестве топливного газа или подается в поток исходного газа после его *компримирования*.

Широкое распространение получила схема с раздельными потоками регенериров. раствора одинаковой степени регенерации, основное кол-во к-рого (60–80%) с повыш. темп-рой (60–70 °С) подается в среднюю часть абсорбера. Это улучшает кинетику поглощения кислых компонентов и способствует гидролизу серооксида углерода (CO_2) на H_2S и CO_2 . С целью получения тонкой очистки газа остальное кол-во поглотительного раствора (20–40%) дополнительно охлаждается до темп-ры 40–50 °С в воздушном или водяном холодильнике и подается на верх абсорбера. Схема с двумя потоками регенериров. раствора реализована на *Оренбургском газоперерабатывающем заводе*. Она позволяет снизить эксплуатационные затраты, т. к. глубокому охлаждению подвергается только часть раствора.

При очистке газа с высоким содержанием кислых компонентов наиболее рациональна двухконтурная схема потоков амина разной степени регенерации. Частично регенериров. амин отбирается сбоку десорбера и подается в ср. секцию абсорбера. При этом глубокой регенерации подвергается только часть раствора, к-рая подается на верх абсорбера для обеспечения тонкой очистки газа. Такая схема, позволяющая по сравнению с обычной на 10–15% снизить расход пара на регенерацию раствора, используется на *Астраханском газоперерабатывающем заводе*.

Для удаления из газа серооксида углерода в абсорбере предусмотрена зона поглощения и гидролиза CO_2 , состоящая из 5–8 тарелок, куда подается регенериров. раствор амина с темп-рой 60–80 °С. Охлаждение и конденсация парогазовой

смеси, выделяющейся из десорбера, проводится в верх. части колонны путем непосредств. контакта с флегмой, циркулирующей в замкнутом цикле. Это позволяет снизить коррозию выносных конденсаторов-холодильников и частично использовать тепло конденсации водяных паров.

В схемах аминовой очистки предусматривается также система фильтрации раствора и ввода активатора в систему.

А. о. растворами комплексных соединений железа проводят для удаления из природного газа сероводорода. Используются водно-щелочные растворы для жидкофазного окисления поглощенного сероводорода до элементарной серы с кислородной регенерацией поглотителя. Окислительно-восстановительным агентом является водно-щелочной раствор комплекса железа с натриевыми солями полиаминополикарбонатов.

Пром. технология очистки газа основана на контактировании газа с водно-щелочным раствором в проточных контактных аппаратах типа эжекторных скрубберов Вентури (2) с образованием дисперсной серы (рис. 2). Газовый конденсат предварительно отделяется в сепараторе (1). Отработанный поглотительный раствор, содержащий серу, отделяется от газа в сепараторах (3 и 4). Регенерация раствора абсорбента осуществляется кислородом воздуха без использования тепла, при атм. давлении в барботажно-противоточных колоннах (5 и 6). Дополнительное тепло, к-рое требуется только в зимний период года для поддержания положительной темп-ры поглотительного раствора, подводится при помощи горячей воды через змеевиковый подогреватель в сборнике раствора. Отработанный воздух не содержит вредных соединений и сбрасывается в атмосферу без дожигания. Образующаяся дисперсная сера (размер частиц 5–20 мкм) осаждается в отстойнике (7) и разделяется на фильтре

или центрифуге (8). Сера с влажностью 30–50% отправляется на дальнейшую переработку. Приготовление необходимых компонентов поглотительного раствора осуществляется с использованием известных пром. реагентов в блоке приготовления абсорбента (14). Почти все применяемое оборудование изготовлено из обычных углеродистых сталей.

Активная часть поглотителя (водный щелочной раствор комплексного соединения железа с разл. модифицирующими добавками) позволяет достигать оптимальных показателей при А. о.: остаточная концентрация H_2S в газе 1–7 мг/нм³; поглотительная способность раствора 0,8–1,3 кг H_2S /м³; расход воздуха для регенерации абсорбента 8–10 м³/кг H_2S ; рабочая темп-ра раствора 20–30 °С.

Промышленные установки мощностью до 25 тыс. нм³/ч очищаемого газа с концентрацией 0,12% H_2S эксплуатируются при давлении от 4,5 до 8 МПа.

Первая пром. установка А. о. была пущена в 1985 на предприятии «Кубаньгазпром» на базе реконструиров. установки очистки газа взвесями гидроксида железа в трубчатом абсорбере проточного типа. При этом дисперсная сера первоначально отделялась от раствора на атм. фильтре, позже с увеличением кол-ва получаемой серы использовалась фильтрующая маятниковая центрифуга.

Лит.: Мурин В. И., Набоков С. В., Технология окислительной очистки газов от сероводорода, «Газовая пром-сть», 1991, № 10; Технология переработки сернистого природного газа (под ред. А. И. Афанасьева), М., 1993; Настека В. И., Новые технологии очистки высокосернистых природных газов и газовых конденсатов, М., 1996.

В. М. Стрючков, С. В. Набоков.

АБСОРБЦИЯ (от лат. absorbeo – поглощаю) – поглощение отд. компонентов из газовых (паровых) смесей всем объемом жидкости или твердого тела (абсорбента) с образованием раствора.

Различают химич. и физич. А. При химической А. абсорбируемый компонент связывается в жидкой фазе в виде химич. соединения; при этом возможно практически полное его поглощение. При физической А. растворение газа не сопровождается химич. реакцией; поглощение компонента происходит до тех пор, пока его парциальное давление в газовой фазе выше равновесного давления над раствором. А. – процесс избирательный и обратимый. Обратный процесс – выделение растворенного газа из раствора – наз. *десорбцией*. Сочетание ее с А. позволяет многократно использовать поглотитель и выделять абсорбируемые компоненты в чистом виде. А. увеличивается с повышением давления и понижением температуры. А. осуществляется в абсорбционных колоннах.

А. – основа технологич. процессов извлечения паров воды, углеводородных компонентов, сернистых соединений и т. п. из потоков природного и синтетич. газов (см. *Абсорбционная очистка*), обезвреживания газосбросов с целью охраны окружающей среды и др.

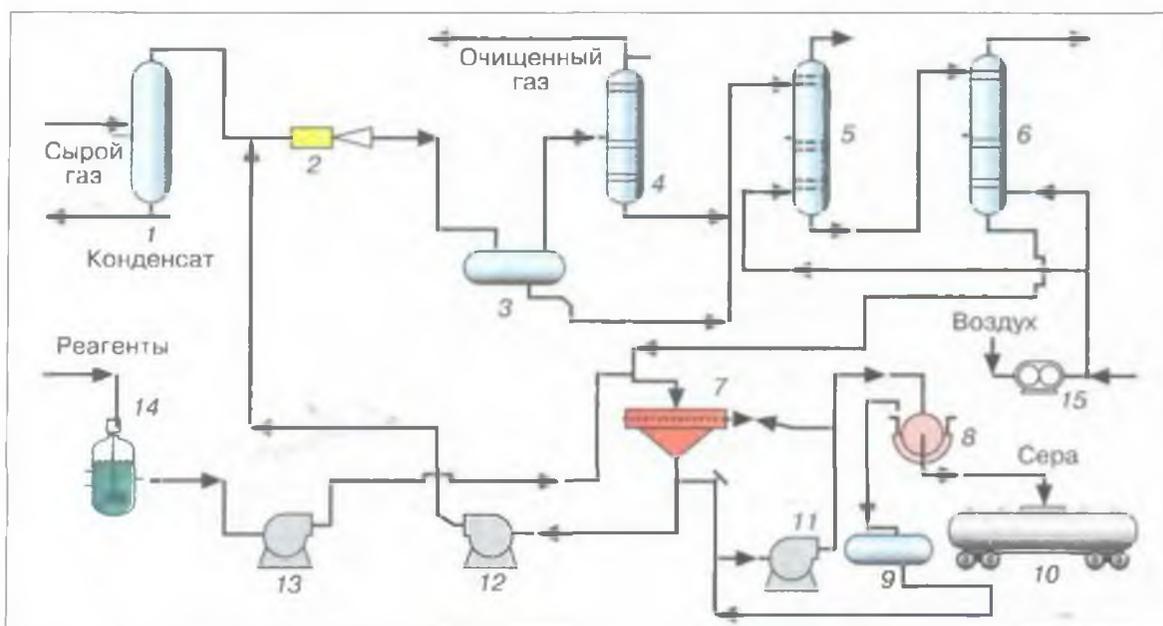


Рис. 2. Технологическая схема очистки газа растворами комплексов железа: 1, 3, 4 – сепаратор; 2 – смеситель; 5, 6 – регенератор; 7 – отстойник; 8 – фильтр; 9 – сборник фильтрата; 10 – сборник серы; 11, 12, 13 – насос; 14 – блок приготовления реагентов; 15 – воздуходувка.

АВАРИЙНО-ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА (АДС) предприятия газового хозяйства – выполняет работы по предупреждению и ликвидации аварий, приему и распределению газа потребителям, поддержанию нормативных режимов давления в газовых сетях.

АДС организуется на каждом предприятии газового хозяйства, является самостоятельным структурным подразделением, находящимся в подчинении гл. инженера, и возглавляется руководителем службы, к-рый несет полную ответственность за выполнение возложенных на службу задач.

Создание АДС в зоне деятельности предприятия газового хозяйства осуществляется с учетом характера и системы газоснабжения (природный, сжиженный газы), объема газификации (кол-ва и типов газового оборудования, сроков их эксплуатации, протяженности газопроводов), опыта работы персонала, трудоемкости аварийного обслуживания элементов газораспределения и т.д. В соответствии с требованиями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» макс. время прибытия аварийной бригады на место аварии не должно превышать 40 мин с момента поступления аварийной заявки.

К работе в АДС допускаются наиболее подготовленные, квалифицированные работники не моложе 20 лет, имеющие стаж работы на произ-ве не менее 2 лет (слесари не ниже IV разряда, водители не ниже II класса).

Сотрудники АДС перед допуском к работе сдают экзамен комиссии на знание правил безопасности в газовом хозяйстве, устройств и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, технич. эксплуатации, должностных инструкций персонала, плана локализации и ликвидации возможных аварий, проходят практич. стажировку (не менее 2 недель) и инструктаж, имеют допуск к выполнению газоопасных работ, умеют пользоваться средствами индивидуальной защиты и знают способы оказания первой доврачебной помощи.

Персонал, осуществляющий эксплуатацию труб из полиэтилена, должен быть аттестован на знание инструкции по эксплуатации и ремонту полиэтиленовых газопроводов.

Работа АДС производится круглосуточно, без выходных и праздничных дней.

В период локализации аварии на объекте замена дежурного персонала производится в исключительных случаях с разрешения гл. предприятия.

Осн. задачами АДС являются: локализация и ликвидация аварий на объектах газоснабжения; упр-ние режимами работы системы газоснабжения.

В соответствии с осн. задачами АДС и ее подразделения обеспечивают: круглосуточный прием заявок о неисправности элементов систем газоснабжения и выполнение работ по локализации и ликвидации аварий; учет и анализ аварийных заявок, разработку предложений,

направленных на их сокращение; оформление технич. актов аварии; контроль за давлением газа в сетях; регулирование режимов работы газовых сетей при аварийных ситуациях; отключение и включение пром. и других объектов в соответствии с графиком газоснабжения в период дефицита газа; разработка плана локализации и ликвидации аварий, его систематич. совершенствование и уточнение; организация взаимодействия со всеми службами предприятия газового хозяйства; содержание в технически исправном состоянии автомобилей, механизмов, оборудования, приборов, приспособлений, инвентаря, инструмента, средств индивидуальной защиты и технич. документации.

На выполнение наиболее ответственных работ составляется спец. план, утверждаемый гл. инженером службы газового хозяйства. К этим работам относят: ввод в эксплуатацию и пуск газа в газопроводы вновь газифицируемых городов и поселков; пуск газа в газопроводы с давлением выше 0,6 МПа; подсоединение к действующим газопроводам среднего и высокого давлений; ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давлений с применением сварки и газовой резки; снижение и восстановление давлений газа в газопроводах.

Все указания и распоряжения работающим должны давать только ответственные лица, назначенные из числа инженерно-технич. работников. Ю. В. Дроздов.

АВАРИЙНЫЙ ВЫБРОС – поступление *загрязняющих веществ* в окружающую среду в результате аварии или нарушения технологич. процесса. При А. в. в окружающую среду обычно поступают массы вещества, значительно превышающие обычные выбросы, в т. ч. вещества, к-рые при штатной работе не поступают в окружающую среду. А. в. может продолжаться до восстановления нормального технологич. процесса или ликвидации аварии. Однако последствия А. в. могут воздействовать на окружающую среду и человека очень долго.

АВАРИЯ (итал. *avaria*, от араб. *avag* – повреждение, ущерб) в газовой пром-сти – выход из строя или повреждение какого-либо механизма, машины и т.п. во время работы. В газовой пром-сти это могут быть частичное или полное разрушение сооружений и/или технич. устройств, неконтролируемые выбросы (и/или взрыв) вредных веществ, приводящие к опасному воздействию на персонал, население и окружающую среду. *Отказ* в работе технич. объекта переводит его в неисправное состояние, сохраняя при этом (в ряде случаев) его работоспособность.

К числу А. в газовой пром-сти, имеющих наиболее опасные последствия, относятся: аварийное фонтанирование скважин в процессе бурения и/или эксплуатации; полный или частичный (трещины, свищи) разрыв трубопроводов высокого давления (подземных, надземных, подводных); разлив нефти или *газового*



Рис. 1. Анализ причин аварий линейной части магистральных газопроводов за период эксплуатации с 1968 по 1991 (%).

конденсата на поверхность земли или воды. Наиболее серьезные последствия при аварийных выбросах газа вызывают: тепловое излучение при его возгорании; воздействие ударной волны при взрыве в атмосфере; токсич. воздействие на людей и окружающую среду.

Особую потенциальную опасность представляют *магистральные газопроводы*, разветвленная сеть к-рых пересекает всю терр. России, как объекты, не имеющие четко выраженных границ. Осн. причины А. (рис. 1): *коррозия*; брак строительно-монтажных работ, механич. повреждения; нарушение правил технич. эксплуатации; дефекты трубы и оборудования и пр. Анализ А. на газопроводах быв. СССР и РФ (с 1986) показывает, что распределение кол-ва А. по годам близко к равномерному по каждому году, с отклонением от ср. значения на 15–20%. Последствия А. выражают в количеств. оценке вредных воздействий, для к-рой должна быть выбрана пек-рая мера – кол-во выброса опасных веществ и его изменение во времени, вредное воздействие на человека и окружающую среду, число летальных исходов или возникновение болезней, ущерб в денежном выражении, недопоставки газа, потеря прибыли и т.д.

Количеств. оценка последствий А. производится на основе соответствующих макроскопич. физико-математич. моделей, обоснованность к-рых является важной частью достоверности полной оценки *риска*. Эти модели дают понимание закономерностей развития А. на объектах газовой пром-сти и методы расчета их последствий.

Аварийное фонтанирование газовых скважин представляет собой стационарный процесс, для к-рого характерно: высокие дебиты; длительность процесса до момента глушения фонтана с

возможным выбросом скважинного оборудования; сложный состав выбрасываемой газовой смеси, содержащей также токсичные неуглеводородные компоненты (напр., сероводород); существенно более высокое давление на устье по сравнению с давлением окружающей среды.

Модель такой ситуации основана на след. физич. представлениях и анализе фотоснимков. В ближайшей от устья скважины области выбросы газа рассеиваются по закону струйного смешения, происходит подсос воздуха в струю и вынос массы газа из струи в подстилающую поверхность и вблизи от устья скважины. Далее используется струйно-диффузионная модель рассеяния, когда осевая скорость в струе (на определенном расстоянии от места выброса) приблизится к скорости сносящего потока воздуха (это сечение струи и служит началом диффузионного механизма рассеяния).

Исходные данные для расчета на персональных ЭВМ: диаметр устья и массовый дебит скважины, скорость и темп-ра выброса газа; давление на устье скважины; состав выбрасываемой газовой смеси (содержание газовой и жидкой фазы в случае фонтанирования газоконденсатной скважины); геометр. высота устья скважины над поверхностью земли.

Величина массового дебита фонтанирующей скважины берется из проектной документации или рассчитывается путем решения стационарных уравнений трубной газодинамики с учетом характера обустройства скважины и пластовых термобарич. условий на момент возникновения фонтана. Метеоусловия включают задание направления и величины ср. скорости ветра и темп-ры окружающей среды.

Выходной информацией модели являются: поля концентрации загрязнителя в приземном слое атмосферы; расстояния, на к-рых достигаются макс. концентрации; размеры областей повыш. значений концентраций в приземном слое. На рис. 2 показан пример зависимости приземной концентрации метана в направлении ветра от расстояния до фонтанирующей скважины. Зона макс. концентрации располагается в 200–500 м от устья сква-

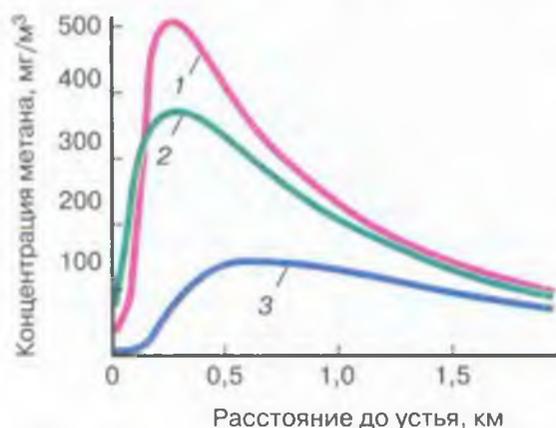


Рис. 2. Зависимость приземной концентрации метана от расстояния до фонтанирующей скважины: мощность фонтана 15,4 кг/с; диаметр сопла 0,16 м; 1, 2, 3 – скорость ветра соответственно 1,4–2, 2–4, 3–10 м/с.

жины ($x=0$). Мощности и скорость выброса газа в наибольшей степени влияют на значения макс. концентраций. С ростом скорости ветра (кривые 1–3) макс. значение концентрации газа уменьшается и координаты этой точки удаляются от скважины. При этом максимум на соответствующей кривой становится более пологим, а в ближайшей к скважине зоне концентрация значительно уменьшается.

Учет возгорания фонтана требует привлечения кинетики горения метана в атм. воздухе и встраивания этого физико-хим. блока в гидродинамич. блок расчета рассеяния газовых примесей. На основе модели горящего метана определяется, в частности, макс. высота подъема струи.

Разрыв подземного газопровода высокого давления сопровождается высокоинтенсивным, существенно нестационарным выбросом природного газа (через поврежденный участок, полное сечение или из образовавшегося котлована) и его последующим рассеянием в турбулентной атмосфере. Исследование этих процессов основано на двух взаимосвязанных моделях: модели истечения газа из трубопровода на основе численного решения нестационарных уравнений газовой динамики с соответствующими начальными и граничными условиями; полуэмпирич. модели турбулентной диффузии газового облака в атмосфере. Реализация первой модели приводит к расчету массового расхода, массы *аварийного выброса*, давления и темп-ры в месте разрыва как функций времени. В свою очередь эти параметры являются данными для решения задачи рассеивания газа в атмосфере.

Развитие процесса истечения газа происходит по след. сценарию: в месте повреждения (или разрыва) трубопровода образуются волны разрежения, к-рые распространяются вверх и вниз по потоку. В зависимости от условий истечение газа происходит в звуковом (в начальной стадии) или дозвуковом режиме. Через некое время после разгерметизации отключается *компрессорная станция* (если она имеется), затем по командам защиты срабатывают левый и правый краны-отсекатели, локализирующие место А. Далее истечение газа происходит только из отсеченного участка. Расчет процесса ведется либо до полного исчезновения избыточного давления в отсеченном участке, либо до момента времени, задаваемого пользователем компьютерного пакета (в частности, это может совпадать с моментом ликвидации А.). Параллельно расчету фиксируются объемы закачанного и потерянного газа.

Реализация второй модели (рассеяния газового облака в атмосфере) может быть основана на нестационарной и квазистационарной моделях типа Гаусса. Точность этих достаточно простых моделей не ниже точности входных параметров, характеризующих состояние атмосферы. Они особенно удобны при проведении «сценарных» расчетов полей концентраций

газовых примесей в воздухе. Для этого рассчитывается б.ч. вариантов А. при разл. условиях, что позволяет охватить ситуацию в целом и выбрать наилучшие варианты. Верификация моделей Гаусса может быть выполнена сопоставлением с результатами численных расчетов системы дифференц. уравнений в частных производных, описывающей процесс турбулентного рассеяния.

Совместное применение обеих моделей позволяет: выявлять поражающие факторы и количественно оценивать степень их опасности; определять размеры санитарной зоны вокруг источника выброса газа и зоны вредного воздействия на человека и окружающую среду; оценивать ущерб окружающей среде; страховые возмещения и риски; рассчитывать объем потерянного газа; проводить *экологическую экспертизу* проектов газотранспортных систем и мер безопасности на эксплуатируемых газопроводах.

Моделирование разрыва газоконденсатопровода требует дополнительного привлечения термодинамич. модели для расчета теплофизич. параметров газожидкостной смеси, являющейся частью моделей газогидродинамич. расчетов.

Моделирование А., связанных с разрывом подводного газопровода, имеет особое значение. *Газотранспортная система* России пересекает много числ. водные преграды. Разработка м-ний углеводородов на шельфе арктич. и субарктич. морей и о. Сахалин связана с транспортировкой газа от буровых платформ на береговую часть. Магистральный газопровод «Россия–Турция» проложен в акватории Черного м. и не имеет аналогов в практике стр-ва морских трубопроводов. Осн. трудности прокладки такого трубопровода: глубина моря св. 2 км; протяженность морской части газопровода ок. 400 км; высокое внутр. и наружное давления; коррозионная активность сероводородсодержащих вод Черного м.; необходимость применения толстостенных труб; сложный профиль береговых участков. Все это требует особого внимания к повреждениям газопроводов на подводных переходах и их экологич. последствиям.

В период эксплуатации таких систем возможны: нарушение герметичности подводной части газопровода, приводящее к поступлению в атмосферу природного газа, его возможному возгоранию и взрыву; образование на поверхности воды фонтанов и зон с пониженной плотностью воды, опасных для судоходства; при А. в глубоководной части *перехода* выбросы газа могут сопровождаться выносом на поверхность глубинных водных масс, загрязненных токсичными примесями (напр., H_2S).

Сигналом к возможному возникновению А. могут быть: выход пузырей газа на поверхность воды; утечки газа, обнаруженные подводным аппаратом или водолазом в период плановой проверки; зацепление якоря или трала судна за газопровод; сигнал аппаратуры наблюдения об отказе в работе или о сниже-

нии пропускной способности газопровода; застревание или повреждение диагностич. поршня. Для каждой из этих ситуаций должны быть разработаны процедуры и регламент быстрого реагирования и принятия решений.

При полном разрыве подводного газопровода образуется мощная газовая струя, поведение к-рой зависит от глубины воды над ним. При небольших глубинах над водной поверхностью возникают газовойодной фонтан и газовое облако. Первоначальное направление струи газа может быть различным. Мощности выброса зависят от давления и темп-ры газа и высоты столба воды в месте разрыва, времени выброса, а также от конструкции, расположения и принципа действия кранов-отсекателей, к-рые обычно перекрываются автоматически (после понижения давления на определенную величину) или диспетчером. После перекрытия происходит опорожнение отсеченной части трубопровода. То же происходит и с частью трубопровода, на конце к-рой расположена принимающая газ компрессорная станция. Опорожнение этого отрезка начинается сразу после разрыва. Нагнетание газа происходит еще нек-рое время после разрыва.

На поверхности воды образуется волна газовойодной смеси, плотность к-рой меньше плотности воды. Газовая струя увлекает на поверхность нижележащие слои воды, в результате чего происходит загрязнение верх. слоев, возникает опасность для судоходства. Параметры всех перечисленных процессов определяются динамикой выброса газа из трубопровода.

Расчет зависимости расхода и массы выброшенного при А. газа от времени проводится так же, как и при разрыве подземного газопровода.

Высота волны или фонтана над поверхностью воды и диаметр пятна загрязнения могут быть рассчитаны или основаны на данных, полученных в лабораторных экспериментах, пересчитанных с помощью гидродинамич. теории подобия.

Наиболее опасные места разрывов (с т. зр. возможных последствий) находятся на относительно мелководных участках трассы подводного газопровода. Совокупность расчетов процесса выброса газа в воду используется для определения след. характеристик: площади поперечного сечения газожидкой струи и размеров пятна загрязнения на поверхности воды; плотности газожидкой смеси на поверхности; скорости подъема газожидкой струи; концентрации токсич. примеси в пятне загрязнения; объемной доли газа в поверхностном слое воды. Эти данные, в свою очередь, служат исходной информацией для расчета рассеяния газа в атмосфере и определения полей концентраций.

Специфика аварийных выбросов жидких углеводородов из продуктопроводов и хранилищ предопределяется их термодинамич. свойствами: темп-рой кипения и высокой плотностью паров. Нарушение термодинамич. баланса при аварийной разгерметизации трубопрово-

да или резервуара вызывает интенсивное испарение истекающего и распространяющегося по поверхности земли сжиженного углеводородного газа. В результате активного теплообмена с грунтом и атмосферой образуется взрывоопасное облако паровоздушной смеси, способное при определенных условиях распространяться в приземном слое атмосферы на значительное расстояние, воспламениться от источников зажигания и сгорать, генерируя ударную воздушную волну разл. мощности. Для моделирования эволюции облака необходимо знать термодинамич. параметры и интенсивность поступления паров в атмосферу, к-рые определяются решением задач гидродинамики двухфазного истечения жидких углеводородов из емкости или трубопровода, растекания по поверхности земли или теплообмена с окружающей средой.

Определение массового расхода аварийной утечки сжиженного газа является исходной информацией для расчета поверхности разлива и массовой доли «мгновенно» испаряющейся жидкости при истечении вследствие падения давления в сечении разрыва.

Следующим этапом является расчет интенсивности парообразования. Массовую интенсивность испарения жидких углеводородов определяют: резкое падение давления в сечении разрыва; теплоприток из массива грунта; турбулентный поток тепла из атмосферы.

Массовая доля жидкости, участвующая в фазовом превращении непосредственно в области разрыва трубопровода, определяется газосодержанием, являющимся характеристикой термодинамич. состояния углеводородной смеси.

Корректное описание возникающего турбулентного течения тяжелого газа в приземном слое атмосферы основано на осредненной пространственной нестационарной модели Рейнольдса, описывающей течение сжимаемого вязкого теплопроводного газа в поле силы тяжести.

Осн. поражающими факторами при аварийных выбросах сжиженных углеводородов и распространении облаков паровоздушной смеси являются: ударная воздушная волна (при взрыве топливно-воздушной смеси), термич. воздействие (при горении облака), механич. воздействие при разрушениях конструкций от взрывных явлений, токсич. воздействие вредных веществ при их попадании в организм человека.

Лит.: Максимов В. М., Розенберг Г. Д., Исаев В. И. и др., Методика расчета загрязнения атмосферы аварийными выбросами нестабильного конденсата, М., 1993; Сафонов В. С., Одишария Г. Э., Ширяев А. А., Теория и практика анализа риска в газовой пром-сти, М., 1996; Гриценко А. И., Аколова Г. С., Максимов В. М., Экология. Нефть и газ, М., 1997; Максимов В. М., Лимар Е. Ф., Клименко Е. Т. и др., Экологические последствия возможных аварийных ситуаций при эксплуатации морского газопровода, «Потенциал», 2001, № 5.

В. М. Максимов.

АВЛАКОГЕН (от греч. *ávlax* – борозда и *genés* – рождающий) – крупная внутри-

платформенная линейная депрессия. Термин введен в 1960 рос. геологом Н. С. Шатским. А. связаны с длительно живущими разломами и могут достигать сотни км – первые тыс. км в длину, десятки км – сотни км в ширину с амплитудой прогибания в неск. тыс. м. А. выделяют обычно на древних платформах (на молодых платформах их аналоги наз. риф-тами). По позиции в геотектонич. истории древних платформ выделяют А.: древние, или ранние, – образуются до начала формирования платформенного чехла; поздние – образуются в плитную стадию развития платформы. По особенностям структуры различают простые и сложные А. Последние состоят из линейных прогибов и разделяющих их поднятий. Древние А. рассматривают как осн. тип структур переходного этапа, когда формируется *переходный комплекс* платформ.

АВТОМОБИЛЬНЫЕ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ (АГНКС) – осуществляют заправку автомоб. транспорта компримированным природным газом (КПГ).

В быв. СССР первые АГНКС были построены в 1939 в гг. Мелитополь, Горловка, Москва. В 1950-х гг. было построено 30 мощных АГНКС, снабжавших газом ок. 40 тыс. автомобилей.

В отличие от авто- и газозаправочных станций, где моторное топливо только реализуется, АГНКС являются объектами, на к-рых природный газ, поступающий по газопроводу, подвергается комплексной обработке.

Технологич. процесс АГНКС включает (рис. 1): очистку в сепараторе и фильтрах сырьевого газа от капельной жидкости и механ. примесей, коммерческий замер газа, *компримирование* до 25 МПа с охлаждением после каждой ступени сжатия компрессорных установок, осушку газа от влаги в блоке осушки, хранение в аккумуляторах при 25 МПа и распределение через газозаправочные колонки при давлении 20 МПа.

Сеть АГНКС формируется на основе типоразмерного ряда (табл. 1).

На нач. 2000 в России работало св. 200 АГНКС. Основу сети составляют станции большой производительности на 500 и 250 условных заправок в сут.

Сеть АГНКС включает: стационарные АГНКС-500 (цифра означает кол-во заправок грузовых автомобилей в сут); блочно-контейнерные АГНКС-250; модульные блочно-контейнерные АГНКС-125; гаражные АГНКС-75; индивидуальные заправокные установки и др.

АГНКС-500 созданы на входное давление 0,4–0,6 и 0,6–1,2 МПа. Осн. технические показатели АГНКС-500 приведены в табл. 2.

Осн. технологич. оборудование размещается в производственно-технологич. корпусе, в к-ром расположены: компрессорное и насосное отделения, воздушная компрессорная, комплектная трансформаторная подстанция (КТП), вентиля-

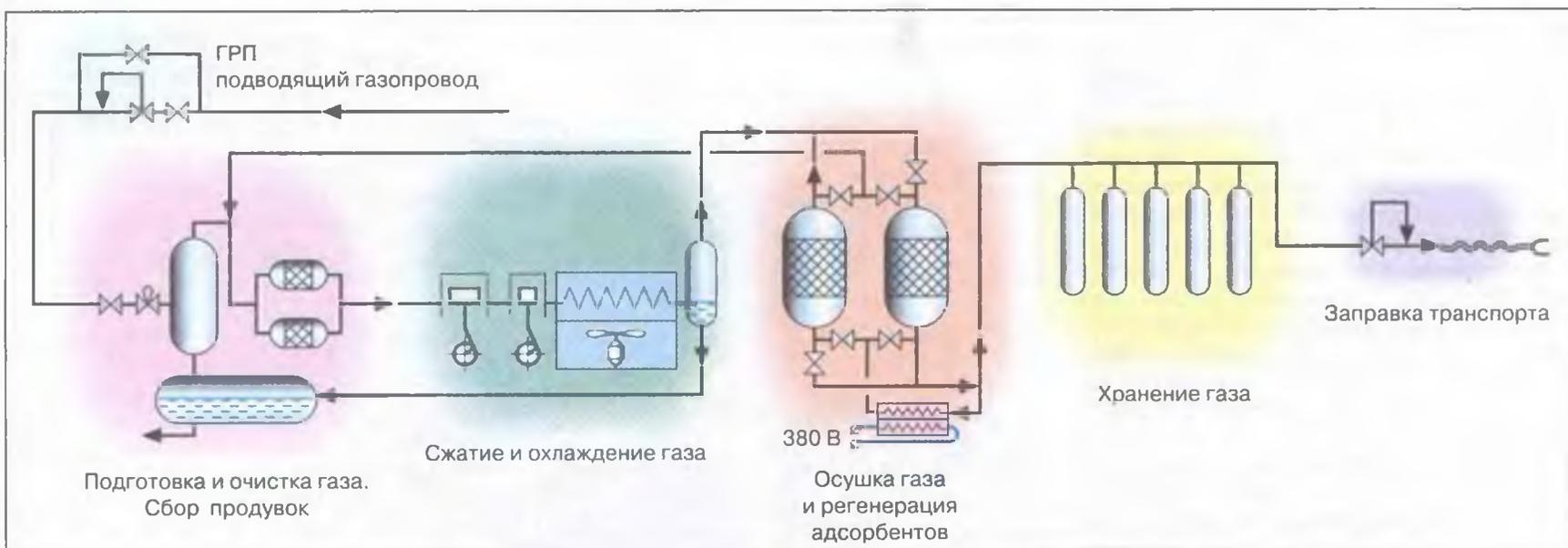


Рис. 1. Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. Принципиальная схема АГНКС.

Таблица 1. Типоразмерный ряд перспективных АГНКС

Показатели	Номинальная производительность по заправкам, заливок/сут							
	1	10	20	50	75	125	250	500
Производительность: млн. м ³ /год	0,02-0,1	0,1-0,3	0,3-0,5	0,5-1,3	1-2	1,7-3	3-7	10-20
Кол-во заливок/сут*	1-5	5-15	15-30	30-75	55-1000	90-160	160-350	500-1000
Диапазоны давлений всасывания, МПа	0,0013-0,6	0,0013-5,5	0,0013-5,5	0,1-20	0,1-20	0,1-1,2	0,3-1,2	0,1-1,2
Давление нагнетания, МПа	20	20	20	20-25	20-32	25-32	25-32	25-32
Установленная мощность в диапазоне давлений всасывания, кВт	1,5-10	10-20	20-40	40-70	80-150	200-300	450-650	1000-1500
Кол-во компрессоров	1	1	1	1	1-2	1-2	2-3	2-5
Рекомендуемое кол-во ПАГЗ в составе АГНКС	-	-	-	1	1	1-3	3-5	3-5

* Среднестатистическая заливка автомобиля 60 м³.

ционная камера, щитовая, механич. мастерская, бытовые помещения и операторная. Снаружи установлены аппарат воздушного охлаждения (АВО) антифриза, дренажные емкости, сепаратор на входе и др.

АГНКС БКИ-250, созданные в нач. 1980-х гг., положили начало параметрич. ряду станций блочно-контейнерного исполнения. Станция состоит из 8 функциональных блоков, стыкуемых между собой трубопроводами, и 6 запра-

вочных колонок. В блоке компрессоров размещены 3 компрессора со взрывозащищенными электродвигателями. К блоку компрессоров примыкают: блок обеспечения работы компрессоров с установкой пожаротушения и АВО газа, к-рые установлены на крыше, и блок осушки, в к-ром располагается установка осушки и аккумуляторы. Упр-ние работой станции, а также наблюдение за оперативной обстановкой осуществляется из блока операторной.

Производительность АГНКС БКИ-250 при давлении всасывания 0,6-1,2 МПа составляет 1300-2100 м³/ч; время заправки (с учетом времени подключения) не превышает 10 мин; суммарная потребляемая мощность 396 кВт; установленная наработка на отказ 3000 ч; уровень шума 87 дБ; расход газа на регенерацию адсорбентов блока осушки 9-10% (от осушаемого газа); давление газа регенерации 0,12-0,15 МПа; темп-ра регенерирующего газа 85-95 °С; длительность цикла 8 ч (регенерация 4 ч, осушка 4 ч); ресурс до капитального ремонта 40 тыс. ч;

Таблица 2. Основные технические показатели АГНКС-500

Параметры	Значения
Производительность паспортная: суточная, тыс. м ³ годовая, млн. м ³	до 50 до 12
Максимально возможное кол-во заправляемых автомобилей в 1 сут	до 780
Давление газа, МПа: на входе на выходе	0,4-1,2 25
Мощность компрессоров суммарная, кВт	от 640 до 900
Кол-во компрессоров	от 2 до 5
Кол-во газозаправочных колонок	7-8
Объем аккумуляторов газа, м ³	11-18
Площадь территории, га	0,7

масса станции 150 т, наиболее тяжелого блока 35 т.

После стр-ва первых АГНКС БКИ-250 была осуществлена их модернизация. Блоки (модули) новой модификации АГНКС имеют одинаковые размеры и установлены вплотную через проставочные блоки шириной ок. 1 м, чем увеличена площадь внутр. пространства для обслуживания оборудования. Давление газа на входе в станцию 0,4–0,6 или 0,6–1,2 МПа, производительность 1200–1800 и 1300–2100 м³/ч соответственно; макс. давление в режиме автоматич. заправки – 20, а в режиме ручной – 24,5 МПа.

Мощность, потребляемая компрессором на номинальном режиме, не более 100–110 кВт; мощность приводного электродвигателя 132 кВт; масса станции 155 т, наиболее тяжелого блока – 24,5 т.

Станция включает в себя два отделения – компрессорное и вспомогательное. Компрессорное отделение состоит из 4 модулей: трех компрессорных и одного подготовки газа; вспомогательное – из модулей: бытового, упр-ния, комплектной трансформаторной подстанции. В каждом компрессорном модуле располагаются 4-ступенчатый поршневой оппозитный компрессор, АВО, межступенчатые влагомаслоотделители, трубопроводная арматура. Станцию обслуживают 3–4 чел. в смену.

Модульное блочно-контейнерное исполнение, высокая заводская готовность, бесподвальность конструкции обеспечивают быстрый монтаж и возможность эксплуатации на открытой площадке в климатич. зонах с темп-рой от –60 до 45 °С, а также в районах с сейсмичностью до 9 баллов по шкале Рихтера.

АГНКС МБКИ 125/25-1 состоит из компрессорного модуля и модуля подготовки газа, объединяемых при стр-ве в единое сооружение. В модуле подготовки газа смонтированы входной сепаратор, сборник продувок, аккумулятор общим объемом 1,8 м³, трубопроводная обвязка с арматурой, отсеки автоматики и пожаротушения. Станция комплектуется четырьмя колонками. Как дополнительное оборудование в состав АГНКС-125 может входить колонка для заправки *передвижных автогазозаправщиков* (ПАГЗ), малогабаритная дожимная компрессорная установка для увеличения давления с 18–25 до 32 МПа (полная заправка ПАГЗ), дополнительные аккумуляторы газа в модульном исполнении.

Малогабаритные гаражные станции (АГНКС-МГ) – одно из решений для приближения источника заправки к автомобилям. Реализует «медленную» заправку транспорта в ночное время, при необходимости возможна «быстрая» заправка нескольких автомобилей от аккумулятора (рис. 2).

Система автоматики обеспечивает автоматич. отключение компрессорной установки, световую и звуковую сигнализацию в случаях повышения давления газа на приеме или выходе компрессора, по-

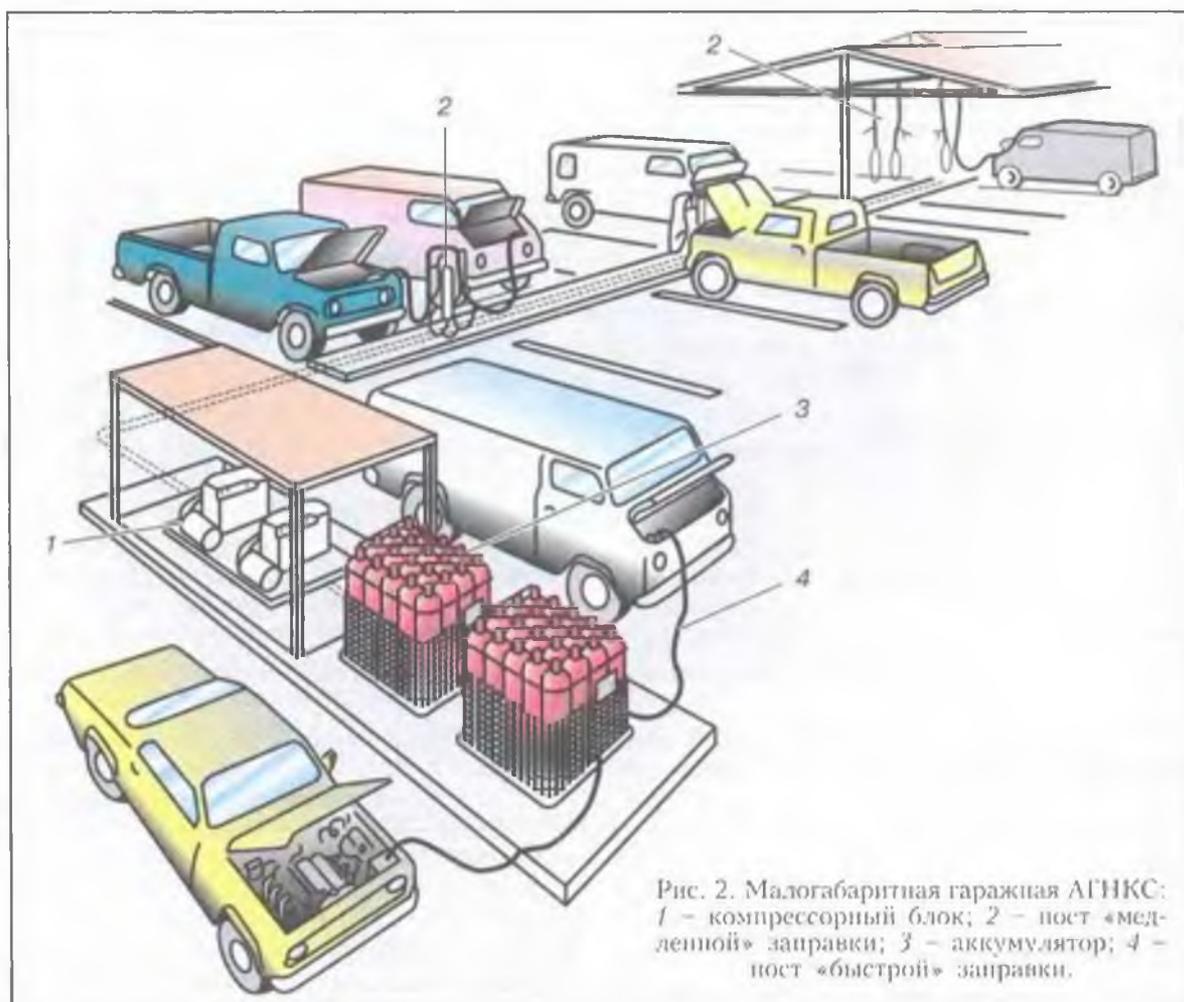


Рис. 2. Малогабаритная гаражная АГНКС: 1 – компрессорный блок; 2 – пост «медленной» заправки; 3 – аккумулятор; 4 – пост «быстрой» заправки.

вышения темп-ры газа и охлаждающей жидкости: повышения или понижения темп-ры воздуха в контейнере; возникновения пламени или загазованности в контейнере.

Аккумуляторы газа, щиты упр-ния и сигнализации вынесены в изолиров. секции контейнера. Привод компрессора электрический или от газового двигателя внутр. сгорания. Автозаправочная включает обычно 5–10 постов, каждый из к-рых оснащен 3-ходовым краном и гибким шлангом с заправочной головкой.

Гаражные АГНКС могут оснащаться гидроприводными компрессорами мощностью до 74 кВт и производительностью до 300 м³/ч с энергосберегающей технологией компримирования, конкурентоспособной с обычной технологией.

Для повышения общего кпд компримирования применяется разделение аккумуляторов на неск. ступеней (обычно 3) с разл. уровнями давления: 10–12; 14–16 и 25 МПа. Ступени последовательно подключаются к колонкам. Вариантом являются технологич. схемы с двумя компрессорами: главным и дожимающим. Закачка в аккумулятор производится гл. компрессором, к-рый создает давление 12–15 МПа (60–75% от номинального). Дожимающие компрессоры отбирают газ из аккумулятора и закачивают его в автомобиль.

Для эффективного произ-ва *газомоторного топлива* может быть использован свободный перепад давлений на *газораспределительных станциях* (ГРС). В детандерной АГНКС (Д-АГНКС) поток газа с давлением 3,5–5 МПа на ГРС отводится в сепаратор. Часть газа

поступает на компримирование в свободно-поршневой детандер-компрессор, другая – в его расширительный цилиндр, отдавая энергию на сжатие газа. После расширения до давления 0,3–1,2 МПа поток газа, пройдя теплообменник, смешивается с потоком газа, прошедшим ГРС. Сжатый до давления 20–25 МПа газ в теплообменнике отдает тепло охлажденному в расширительном цилиндре газу, поступает в блок осушки и аккумулятор, откуда подается в заправочные колонки.

По сравнению с традиционной схемой Д-АГНКС характеризуются меньшими на 40–50% капиталовложениями и на 60–80% энергозатратами. При производительности опытного образца по КПГ 500 м³/ч (из них 10% расходуется на регенерацию блока осушки) детандер-компрессорный агрегат осуществляет 200 циклов в мин. Предусмотрено регулирование цикличности в сторону снижения. Подача газа в детандерную ступень осуществляется с помощью золотникового механизма. Детандерный поток по объему в 8–10 раз больше сжимаемого, т.е. Д-АГНКС может быть установлена на ГРС с расходом ок. 5000 м³/ч, давлением на входе 2–4 МПа, на выходе – не выше 1,2 МПа. Оборудование Д-АГНКС размещено в трех блоках: компрессорном, технологическом и операторной.

Высокие технико-экономич. показатели АГНКС могут быть получены при оснащении их свободнопоршневыми двигатель-компрессорами (СПДК) производительностью 1,5–5 м³/мин, с давлением нагнетания 25 МПа, создание к-рых возможно на базе серийно выпус-

Таблица 3. Основные параметры газовых СПДК

Параметры	На базе ДК-2	На базе ДК-10
Производительность, м ³ /мин	1,5–1,7	4–5,5
Давление на входе/выходе, МПа	0,4–0,6/25	0,4–0,6/25
Число ступеней сжатия	3	3
Индикаторная мощность двигателя, кВт	45–50	90–100

каемых дизель-компрессоров типа ДК-2 и ДК-1 (табл. 3).

Поршни двигателя соединены непосредственно с поршнями компрессора и образуют единый агрегат. Конструкция позволяет реализовать высокие параметры рабочего процесса двигателя, снизить механич. потери и создать благоприятные условия для работы поршневых колец и поршней, что приводит к повыш. значениям индикаторного (может быть доведен до 45%) и «эффективного» (при утилизации энергии выпускных газов и теплоты) кид, достигающего 40–42%. Материалоемкость СПДК оценивается в 10–15 кг/кВт (у электроприводных компрессоров 20–35 кг/кВт), энергоемкость у СПДК с давлением на входе 0,4–1,0 МПа и давлением нагнетания 25 МПа не превышает 15 кВт/м³·мин (у приводных компрессоров 15–25 кВт/м³·мин).

К. Ю. Чириков.

АГРЕГАТ ТРЁХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ, см. в ст. *Многофункциональный аппарат*.

АГРЕССИВНЫЕ ВОДЫ – воды, активно вступающие в химич. реакции, разрушающие разл. сооружения из бетона и металла и оборудование, неблагоприятно влияющие на растительность и животный мир водоемов в результате воздействия содержащихся в воде солей и газов. А. в. бывают природные и искусственно возникшие в процессе горн. работ, при сбросе стоков химич., металлургич. произв. и т. п.

Различают след. виды агрессивности вод: углекислотную (содержание агрессивной углекислоты св. 3–4 мг/дм³), выщелачивающую (содержание HCO₃⁻ св. 0,4–1,5 мг экв), общекислотную (рН < 6), сульфатную (SO₄²⁻ св. 250 мг/дм³), магниезальную (Mg²⁺ св. 750 мг/дм³), хлоридную.

Влияние А. в. уменьшают путем упр. режима поступления поверхностных и подземных вод, снижением времени контакта воды с минералами, темп-ры и скорости обновления раствора. Для этого применяют: предварительное водопонижение с поверхности через скважины, оборудованные погружными насосами; подземный дренаж подготовительными выработками и опережающими скважинами и др. Разрушающее действие А. в. на металл уменьшают путем применения кислотоупорного и коррозионно-устойчивого оборудования и машин, вып. полненных с использованием легирующих элементов в сплавах, пленок с повышенной энергией разрыхления (что

тормозит *коррозию* и повышает стойкость металла), введения в хромистую сталь азота.

В нефтегазовой пром-сти при захоронении производственных сточных вод обсадные трубы скважин выполняют из *коррозионно стойкой стали*, затрубное пространство цементируют агрессивн-стойкими сортами цемента с подъемом его до устья скважины. В. П. Ильченко.

АДСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА газа – процесс концентрирования влаги на поверхности или в объеме микропор твердого вещества. Осушка адсорбентами основана на способности твердого вещества (адсорбента) поглощать влагу из газа при сравнительно низких темп-рах и выделять ее при повышенных темп-рах. В первом случае происходит *адсорбция*, во втором – *десорбция*. Сочетание этих двух процессов на одной установке позволяет организовать непрерывное извлечение влаги из природного газа. Для осушки природного газа применяются твердые вещества с сильно развитой поверхностью пор. Уд. поверхность пор может составлять от 200 до 1000 м²/г, а ср. радиус пор от 0,2 до 10,0 нм. В пром. установках применяются след. адсорбенты: силикагели, оксид алюминия и цеолиты. При выборе адсорбента исходят из условий его работы и требуемой точки росы газа.

Процесс А. о. природного газа проводят периодически в аппаратах с неподвижным слоем адсорбента и непрерывно в аппаратах с движущимся слоем адсорбентов. Непрерывные процессы не получили широкого распространения в газовой пром-сти из-за сложности аппаратного и технологического оборудования.

На установках А. о. газа осн. аппаратом является адсорбер, работа которого состоит из трех стадий: *осушки* газа, регенерации и охлаждения адсорбента. Для осуществления процесса необходимо, чтобы на установке было как минимум два аппарата: в одном проводится осушка газа, в другом – тепловая регенерация адсорбента, а затем его охлаждение. Цикл осушки равен сумме времени регенерации и охлаждения адсорбента, происходящих в одном адсорбере. Осушаемый газ проходит через слой адсорбента, где из него поглощаются пары воды. После отработки адсорбента, что определяется «проскоком» влаги в газ, выходящий из адсорбера газ направляют в др. адсорбер, где до этого регенерировали адсорбент.

Для регенерации адсорбента используют газ, нагретый до 200–350 °С и имеющий низкое парциальное давление водяных паров, с тем, чтобы поддерживать на высоком уровне движущую силу десорбции – разницу в содержании водяных паров на поверхности адсорбента и в газовой фазе. Объем газа регенерации составляет 5–15% от общей производительности установки осушки. Регенерацию можно проводить «открытым» или «закрытым» циклом. При «открытом» цикле регенерации газ проходит через адсорберы, находящиеся на стадии десорбции влаги и охлаждения адсорбента, после чего удаляется из системы регенерации; при «закрытом» цикле регенерации газ циркулирует в системе по замкнутому контуру при помощи газодувки.

А. о. твердыми осушителями получила широкое распространение в газовой пром-сти. Быстрое ее внедрение обусловлено широким применением методов низкотемпературного разделения газов, развитием транспорта газа в условиях Севера, развитием химич. процессов на основе чистого исходного сырья и ряда др. процессов, в к-рых необходима тщательная и глубокая осушка. Этот метод использован при *подготовке газа к дальнему транспорту на Медвеьем месторождении* и Мессояхском м-нии. На *Оренбургском газоперерабатывающем заводе* находится в эксплуатации установка *адсорбционной очистки* природного газа.

Преимущества А. о. газа: достигается низкая темп-ра *точки росы* осушенного газа в широком диапазоне технологич. параметров; компактность и низкие капитальные затраты для установок небольшой производительности; изменение давления и темп-ры не оказывает существенного влияния на качество осушки.

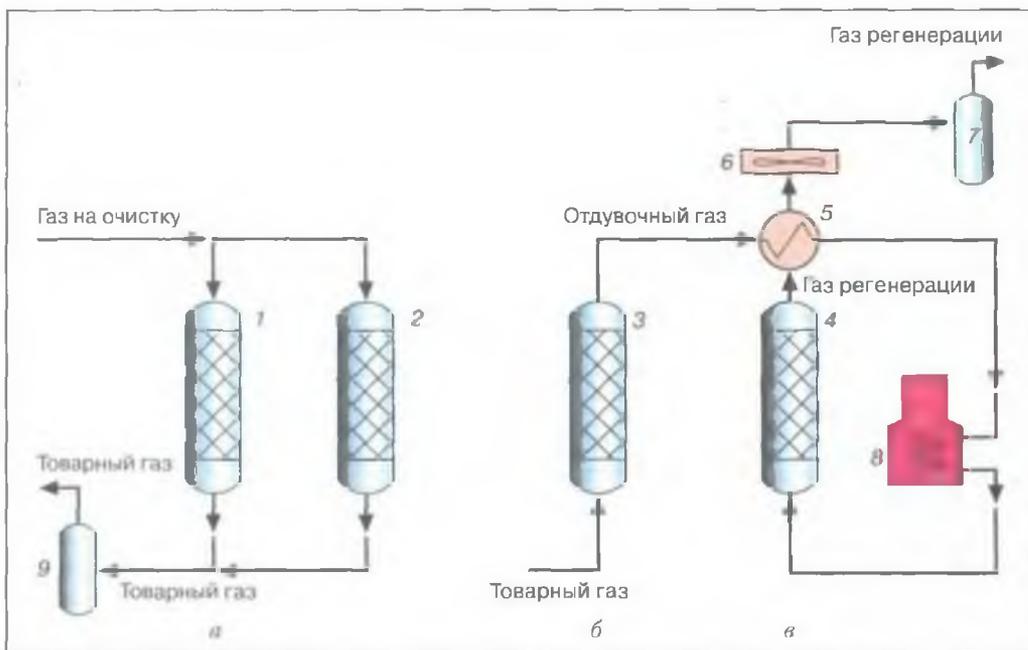
Недостатки А. о.: высокие капитальные вложения при стр-ве установок большой производительности; возможность загрязнения адсорбента и связанная с этим необходимость его замены; большие потери давления в слое адсорбента; большой расход тепла.

Лит.: Жданова Н. В., Халиф А. Л., Осушка природных газов, М., 1975; Лукин В. Д., Анцыпович И. С., Регенерация адсорбентов, Л., 1983; Кельцев Н. В., Основы адсорбционной техники, М., 1984.

В. В. Сайкин.

АДСОРБЦИОННАЯ ОЧИСТКА природного газа от меркаптанов – извлечение меркаптанов с использованием цеолитов.

Основана на поглощении примесных компонентов природного газа поверхностью твердых веществ (адсорбентов), к-рыми являются цеолиты. Это алюмосиликаты, содержащие катионы Na⁺, K⁺, Ca⁺⁺, со строго регулярной структурной пор. Поры при обычных темп-рах заполнены водой. После удаления воды из пор (при прокаливании) они приобретают свойства молекулярных сит. В зависимости от размеров входов окон и полостей пор цеолиты адсорбируют молекулы



Технологическая схема установки адсорбционной очистки газа от меркаптанов цеолитами: а – процесс адсорбции; б – процесс охлаждения; в – процесс десорбции; 1, 2, 3, 4 – адсорбер; 5 – теплообменник; 6 – конденсатор; 7, 9 – сепаратор; 8 – печь.

с радиусом, меньшим, чем диаметр входного окна пор. Это свойство позволяет селективно извлекать из газа определенные компоненты.

Меркаптаны – сераорганич. соединения (аналоги спиртов) с общей формулой RSH (где R – углеводородный радикал). Меркаптаны имеют специфич. неприятный запах.

А. о газа от меркаптанов осуществляют на **Оренбургском газоперерабатывающем заводе**.

Природный газ **Оренбургского месторождения** содержит до 400 мг/м^3 меркаптанов. Принципиальная технологич. схема установки очистки газа цеолитами приведена на рис. Газ, прошедший адсорбционную очистку от H_2S и CO_2 на аминовых установках и осушенный до точки росы по влаге до темп-ры $-10^\circ C$, поступает в адсорбер (1), заполненный цеолитами NaX . Процесс очистки продолжается до тех пор, пока не зафиксируется проскок меркаптанов на выходе из десорбера, т. е. когда содержание меркаптанов в очищенном газе становится выше нормы, установленной ГОСТом. После этого адсорбер (1) переключается на регенерацию, а на поток очищаемого газа включают 2-й адсорбер (2). Десорбция (выделение) адсорбированных меркаптанов и компонентов природного газа осуществляется в адсорбере (3) нагретым до темп-ры $300\text{--}320^\circ C$ товарным газом. Затем адсорбер (4) охлаждают продувкой холодным товарным газом до темп-ры десорбции. Продолжительность адсорбции, десорбции и кол-во адсорберов подбираются так, чтобы обеспечить непрерывность процесса. Кол-во адсорберов зависит также от производительности установки. На Оренбургском ГПЗ производительность установки 9 млрд. m^3 газа в год, 4 адсорбера, давление адсорбции $5,2 \text{ МПа}$, десорбции – 4 МПа .

Н. И. Подлегаев.

АДСОРБЦИЯ (от лат. *ad* – у, на, при и *sorbeo* – поглощаю) – поглощение отд. компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твердого тела (или в объеме его микропор) или жидкости. В технике под А. обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента).

Различают физич. А. и хемосорбцию. Физическая А. обусловлена ван-дер-ваальсовыми, или электростатич., силами притяжения частиц адсорбируемого вещества к частицам адсорбента. При хемосорбции молекулы поглощенного вещества вступают в химич. реакцию с молекулами адсорбента. А. избирательна и обратима. Обратный процесс – выделение поглощенного компонента из твердой фазы – наз. десорбцией, или регенерацией адсорбента. В качестве адсорбентов используются твердые вещества, имеющие большую удельную (т. е. отнесенную к единице массы или объема) поверхность, – активиров. уголь, окись алюминия, силикагель, цеолиты и др. А. осуществляется в колонных аппаратах, заполненных адсорбентом. Процесс циклический: слой адсорбента в цикле А. насыщается целевым компонентом, после чего адсорбент регенерируют. А. осуществляется периодически или непрерывно в одном или нескольких аппаратах.

А. – основа технологич. процессов тонкой очистки газовых и др. потоков при невысоком начальном содержании в них целевого компонента (см. **Адсорбционная очистка**).

АЗОВСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН, см. в ст. **Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция**.

АККУМУЛЯЦИЯ (от лат. *accumulatio* – собирание в кучу, накопление) газа и нефти – процесс накопления углеводородов в ловушках. Происходит в результате попадания струй углеводородов,

мигрирующих внутри **природных резервуаров**, в ареал структурно-литологич. влияния ловушек с образованием скопления углеводородов той или иной величины.

Движение газа и нефти в свободном состоянии (в виде струй) на путях вторичной миграции сопровождается фазовыми переходами первоначально однофазных систем (газоконденсатной или нефтяной с растворенным газом) в двухфазные, при этом отд. фазы начинают перемещаться самостоятельно.

В отличие от медленно протекающих процессов вторичной миграции, в межструктурных пространствах А. и **ремиграция** углеводородов происходят быстро и интенсивно (в рамках геол. времени).

А. внутри ловушек различных генетич. типов происходит прерывисто-непрерывно и зависит от масштабов и активности вторичной миграции, аккумуляционного потенциала авт. генерационно-аккумуляционных объемов пород, надежности и эволюционного развития **покрышек**.

В ходе **миграции** внутри ловушек газ и нефть вытесняют седиментационную воду из пустотного пространства **коллектора** в соответствии с принципами всплывания и капиллярного давления. Т. к. поверхность минеральных зерен коллекторов, как правило, гидрофильна, в пустотном пространстве даже крупных пор и трещин остается нек. рое кол-во реликтовой гравитационной и **связанной воды**, а углеводороды занимают их центр. части. Частичное вытеснение нефти произойдет также из ловушки, вмещающей первичное нефтяное или нефтегазовое скопление, в результате прорыва газа (межкомплексной или внутрикомплексной миграции из более глубоких зон). В этом случае остаточные вода и нефть будут также занимать от 20 до 40% и более полезного объема пустотного пространства.

Расчеты по реальным геол. объектам показывают, что при внедрении газа в нефтенасыщенную ловушку происходят вытеснение и частичное растворение легких компонентов нефти в газе и, как правило, разрушение нефтяных скоплений. Были высказаны предположения о вытеснении и замещении нефти газом в ловушке при их совместной миграции по цепочкам воздымающихся антиклинальных структур.

Для реализации А. осн. значение имеют время формирования ловушек и его соотношение с временем и длительностью процессов **генерации** и миграции газа. На древних и молодых платформах преобладают унаследов. конседиментационные положительные структуры, формирующиеся над выступами кристаллич. фундамента (структуры облекания). Обычно они изометрич. формы с малыми углами наклона пород, сравнительно слабо затронуты дизъюнктивными нарушениями. Поэтому А. углеводородов в них происходит в течение длительных отрезков времени: процессы ремиграции в целом для них не характерны.

На бортах и в осевых частях краевых прогибов и в миогеосинклиналях складчатых областей развиты линейные зоны антиклинальных складок, по времени возникновения синхронных этапу инверсии тектонич. движений. Интенсивная пликативная складчатость сопровождается многочисл. дизъюнктивными нарушениями и эрозионными размывами (Предуральский, Предверхоанский краевые прогибы и др.).

Высокая активность тектонич. движений в складчатых областях инициирует миграционные процессы и в условиях раскрытости недр приводит к формированию преим. нефтяных скоплений, несмотря на интенсивную газонасыщенность разреза, свидетельствующую о том, что генерационная и эмиграционная масса природного газа была сопоставима с таковой же нефти.

На платформах важнейшее значение имеют положительные структуры древнего непрерывного или прерывистого развития. К ним приурочены крупные газовые и газонефтяные м-ния. Постседиментационные структуры, большая часть к-рых характеризуется ранним временем заложения, а на новейший этап их развития приходится макс. прирост площади и амплитуды, благоприятны для газонакопления за счет усиления миграционных процессов в периоды оживления тектонич. структурообразующих движений.

Время и скорость образования залежей газа и нефти лимитируются характером генерационных и сопряженных с ними эмиграционных процессов и наличием путей для миграции углеводородов, временем возникновения ловушек и эволюцией их морфологии и полезного объема, особенностями геологич. строения и интенсивностью развития разломов.

Распространено мнение о прерывисто-непрерывном характере аккумуляционных процессов на протяжении всего фанерозоя в соответствии с распределением в разрезе и термобарич. эволюцией материнских, коллекторских и экраняющих пород.

За начало формирования газовой залежи может быть принято время образования вмещающей ее ловушки. Время завершения формирования залежи чаще всего понятие неопределенное, т. к. процессы генерации, миграции, аккумуляции газа и нефти и разрушения их скоплений в большинстве нефтегазоносных басс. (особенно мезозойско-кайнозойских) продолжают и поныне.

Методы определения начала и продолжительности образования залежей углеводородов основаны на изучении времени возникновения и эволюции ловушек, анализе отд. свойств газа и нефти и соотношений между их компонентами. Объемный метод определения возраста газовых залежей предложен в 1970 амер. геологом А. И. Леворсеном и основан на установлении времени заполнения объема ловушки газом до совр. газовой контакта. Гелий аргонный метод предложен в 1935 сов. геологом В. П. Савченко, к-рый ввел понятие абс. возраста газа

и разработал метод его определения. Анализ диффузионно-хроматографич. ореолов рассеяния разл. газов из их смесей в залежах, предложенный в нач. 1960-х гг. сов. ученым П. Л. Антоновым, исходит из предположения, что первоначально вокруг залежи образуется ореол метана, затем этана и т. д., а зная коэф. диффузии этих газов и величину радиуса ореола, можно определить время образования этого ореола.

В условиях мощной газо- и битумогенерации и ограниченности аккумуляционных возможностей продуктивных комплексов в ловушках разл. типов, видов и морфологии скапливается лишь небольшая часть массы углеводородов, оказавшихся в коллекторских горизонтах и принявших участие в миграционно-аккумуляционных процессах.

Балансовые расчеты, проводившиеся многими исследователями, показывают, что коэффициенты аккумуляции и сохранности для большинства генерационно-аккумуляционных комплексов пород не превышают 10–15% от массы газа и нефти, принимавших участие в миграционных процессах внутри коллекторских толщ (максимум до 25–35% для нефти в кайнозойских межгорных впадинах).

Лит.: Соколов В. А., Геохимия природных газов, М., 1971; Савченко В. П., Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти, М., 1977; Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений, М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990. В. А. Скоробогатов.

АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА – объем газа, к-рый может быть отобран из хранилища за осенне-зимний период и затем закачан в хранилище в весенне-летний сезон.

А. о. г. по обустройству – объем, к-рый может быть отобран из *подземного хранилища газа* (ПХГ) в предстоящий осенне-зимний период при определенном кол-ве газа в хранилище.

Величина А. о. г. определяет в осн. все параметры ПХГ. Возможная величина его определяется геометрич. размерами *ловушки*, емкостными свойствами пласта-коллектора, диапазоном изменения давления в пласте при отборе газа:

$$V_a = \Omega_T \left(\frac{P_{\max}}{Z_{\max}} - \frac{P_{\min}}{Z_{\min}} \right) \frac{T_{ст}}{P_{ст} \cdot T_{пл}}$$

где V_a – активный объем газа, м³; Ω_T – газонасыщенный объем ловушки, м³; P_{\max} и P_{\min} – соответственно макс. и миним. пластовое давление, МПа; Z_{\max} и Z_{\min} – коэф. сверхсжимаемости газа соответственно при макс. и миним. пластовом давлении; $T_{пл}$ – пластовая темп-ра, К; $T_{ст}$ и $P_{ст}$ – соответственно стандартные темп-ра и давление.

В технологич. схеме создания ПХГ величина А. о. г. определяется на основании технологич. расчетов с применением математич. моделирования. При этом необходимо учитывать изменение газонасыщенного объема при эксплуатации хранилища и наличие депрессионной воронки в пласте.

Величину А. о. г. можно регулировать, изменяя диапазон давления и объем порового пространства (для хранилищ с активным водонапорным режимом). Для обеспечения отбора газа за осенне-зимний и закачки его в весенне-летний периоды хранилище должно иметь соответствующее оборудование и кол-во эксплуатационных скважин определенной производительности. На величину А. о. г. существенно влияют условия эксплуатации хранилища (*максимально допустимое давление*, темп и характер закачки и отбора газа).

По мере развития хранилища (увеличении числа эксплуатационных скважин, расширении промыслового обустройства, росте газонасыщенной зоны при создании ПХГ в водоносном пласте) А. о. г. в пласте увеличивается.

При уменьшении потребности в газе в зимний период из-за погодных условий или др. причин величина отбора газа может быть значительно меньше по сравнению с величиной А. о. г. В связи с этим при прогнозировании работы хранилища активный объем рассчитывается исходя из потребности обеспечения газом потребителя в аномально холодную зиму, а также из необходимости создания соответствующих резервов.

Доля А. о. г. в полном объеме газа в подземных хранилищах составляет (в %): в водоносных пластах 50–60, в истощенных газовых м-ниях 50–70, в искусственных пустотах 80–90. С. И. Трегуб.

АКУСТИЧЕСКАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

АЛМАЗНОЕ ДОЛОТО, см. в ст. *Породо разрушающий инструмент*.

АНАБАРО-ХАТАНГСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Хатангско-Вилюйская нефтегазоносная провинция*.

АНАБАРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*.

АНАЛИЗ ВОЗДУХА – определение содержания в воздушной среде вредных для здоровья и взрывоопасных примесей. А. в. производится с целью сигнализации об опасности, гигиенич. изучения производств. процесса, выявления опасных концентраций веществ. В соответствии с этим различают экспрессные, скоростные и обычные методы анализа. Для первых иногда допускается уменьшение точности за счет скорости выполнения анализа. Для гигиенич. оценки произ-ва имеют значение разовые замеры воздуха и усредненные – среднечасовые или характеризующие определенный цикл производств. процесса. Концентрацию вредно действующего вещества выражают обычно в мг/м³ (мг/л) воздуха. Содержание многих веществ в воздухе производств. помещений регламентируется в виде *предельно допустимых концентраций*. Нормами предусмотрены случаи и одноврем. воздействия нескольких вредных веществ. Особенностями А. в. являются: определенные весьма малых кол-в (0,00001–1 мг/л

воздуха) исследуемых компонентов, часто встречающихся в сочетаниях, взаимно мешающих определению; переменный состав воздушной среды, иногда сильно изменяющийся даже во время отбора пробы. А. в. начинают с отбора пробы воздуха, затем готовят пробу к анализу и выполняют собственно анализ. Агрегатное состояние содержащихся в воздухе примесей влияет на способ отбора пробы воздуха. Так, пыль и аэрозоли обычно улавливают бумажными фильтрами, а для аэрозолей применяют также пористые стеклянные фильтры; туманы, пары и газы поглощают гл. обр. жидкостями. Содержание пыли и аэрозоля в воздухе определяют по привесу фильтров. Способы определения содержания искомого вещества разнообразны. Микрометоды объемного анализа применяются для воздуха ограничению (напр., при определении CO, CO₂ и нек-рых др. веществ). Определение концентраций вредных веществ производят посредством спец. переносных приборов. Для А. в. применяют также спектрофотометрич., люминесцентные, полярографич. и кондуктометрич. методы анализа. Для раздельного определения смеси углеводородов пользуются хроматографич. адсорбционным анализом. Заметную роль в А. в. играют индикаторные методы экспресс-анализа (одновременный отбор пробы и количеств. определение).

Л. В. Шарихина.

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ месторождения — комплекс исследовательских работ по мониторингу функционирования фактически реализованной системы разработки и сопоставлению ее с запроектированной системой, анализу результатов проведения стандартных и спец. промысловых исследований с целью оценки эффективности работы газодоб. предприятия и разработки рекомендаций по внесению корректив в технологию упр-ния процессом разработки.

А. р. проводится регулярно с начала эксплуатации на основе: сбора, обработки и анализа технологич. показателей разработки, результатов промысловых исследований скважин (стандартные, спец., опытные работы и т. п.), а также технологич. показателей работы систем сбора и *промысловой подготовки газа*, итогов финансовой деятельности газодоб. предприятия.

Результаты анализа оформляются в виде спец. проектного документа аналогичного назв.

По результатам анализа составляются технические задания на составление инвестиционных проектов по изменению отд. элементов *систем разработки* (число и размещение скважин, режим их работы и т. д.) или изменению всей системы, в к-рых дается обоснование целесообразности вложения инвестиций в изменение проектных технологич. и технич. решений.

А. р. может проводиться совместно с авторским контролем за реализацией проекта или независимо от него. Авторский контроль — необходимое условие ка-

честв. реализации технологич. проектов на стадии технич. проектирования, стр-ва газодоб. предприятия и его эксплуата-ции.

Лит.: Коротаяев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Лалук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

АНАЛИЗ СОДЕРЖАНИЯ ЖЕЛЕЗА — один из химич. методов *коррозионного контроля*. Результатом *коррозии* металла являются растворимые и нерастворимые продукты. Контролируя с помощью стандартных методов аналитич. химии содержание металла в образовавшихся продуктах коррозии, определяют скорость коррозионного процесса. Аналитич. метод может быть использован также для измерения коррозии железа и сталей с высоким содержанием железа, в т. ч. углеродистых сталей. Необходимое условие данного метода — тщательный сбор *всех продуктов коррозии, находящихся в среде и на поверхности исследуемого образца или стенок оборудования*. В лабораторной практике это не составляет существ. трудностей, и метод химич. анализа на железо нашел широкое применение для исследования коррозионных процессов.

В пром. условиях этот метод является приближенным. С его помощью могут быть получены как заниженные (значительное кол-во продуктов коррозии сохраняется на поверхности металла и в застойных зонах), так и завышенные результаты (когда в отбираемую пробу попадает отслоившийся сгусток продуктов коррозии). Однако практика показала, что статистически достоверное использование этого метода весьма полезно при сравнении *скорости коррозии* в одном и том же месте в разл. время для относительной оценки эффективности защиты от коррозии. Если другими методами дополнительно установлено, что коррозия носит равномерный характер, то возможна оценка абс. коррозионных потерь. Для этого обычно определяют допустимую норму содержания железа в жидкости исходя из величины допуска на общую коррозию поверхности и проектного времени эксплуатации контролируемого оборудования. Сравнением полученных величин с содержанием железа в отобранной пробе жидкости определяют степень допустимости коррозионных потерь. Оценка этим методом предполагает равномерный характер коррозии и дает интегральный результат, к-рый относится ко всей площади оборудования, находящегося по пути потока продукции до места отбора пробы. Частое расположение точек отбора проб среды по технологич. линии позволяет устанавливать места с недостаточной степенной защищенности.

Ю. И. Кубелин.

АНГАРО-ЛЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОННАЯ ОБЛАСТЬ — входит в состав *Лено-Тунгусской нефтегазональной провинции*.

Располагается в юж. части *Сибирской платформы* и приурочена к одноименной ступени. Внешним юго-зап. ограничением являются складчато-надвиговые сооружения Вост. Саяна и Предпатомского прогиба. Общая пл. 230 тыс. км². В пределах области выделяются Братский, Ковыктинский выступы, Жигаловский, Божехонский валы и Усть-Кутское поднятие. Общая мощность осадочного чехла достигает 4–5 тыс. м.

Нефтегазональность приурочена к вендскому, верхневендско-нижнекембрийскому и кембрийскому нефтегазональным комплексам. Продуктивные горизонты: боханский, парфеновский (вендские песчаники), преображенский, усть-кутский и осинский (венд-кембрийские доломиты). М-ния газа (Братское, Атовское) и гигантское *Ковыктинское месторождение* приурочены к парфеновскому горизонту венда, с остальными горизонтами связаны пром. притоки нефти и газа (Южнорадуйская, Христофоровская площади и др.).

Начальные суммарные ресурсы газа превышают 5,5 трлн. м³, разведанность ресурсов 25%, что лимитирует возможность выявления крупных скоплений углеводородов.

Ю. Б. Сидантьев.

АНИЗОТРОПИЯ (от греч. *ánisos* — неравный и *trópos* — направление) пласта — изменение количеств. и качеств. характеристик нек-рых свойств горн. пород при измерении их в разл. направлениях. Зависит от условий осадконакопления и минер. состава горн. пород. Наиболее характерно проявляется в слоистых горн. породах и породах с неравномерной структурой скелета и пустотного пространства. В таких отложениях вследствие А. параметры, характеризующие *фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов*, существенно изменяются в направлениях, параллельных напластованию и перпендикулярных к нему. Это оказывает влияние на выбор интервалов перфорации, режима работы скважины, скорость продвижения *водо-нефтяных контактов, газовойдыных контактов, газонефтяных контактов* и др. показатели *разработки месторождений углеводородов*, что учитывается при проектировании разработки.

АНОДНЫЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ — электроды, заглубленные в грунт для создания цепи поляризующего тока между грунтом и защищаемым сооружением в установках катодной защиты.

А. з. — наиболее дорогостоящие элементы установок катодной защиты, к-рые в значительной мере определяют надежность систем *катодной защиты*. А. з. растворяются под действием проходящего через них анодного тока. Осн. требования к ним — уменьшение скорости растворения, повышение токоотдачи и поддержание миним. переходного сопротивления.

А. з. различаются по конструкции — поверхностные, глубинные, распределенные и протяженные; материалу (из к-рого они изготовлены) — железокрем-

ниевые, графитовые, из токопроводящих полимеров, отбраканных рельсов, труб и др. изделий из черного металла. Для уменьшения переходного сопротивления используют коксовую мелочь.

Выбор типа и конструкции А.з. выполняется исходя из срока службы и условий эксплуатации. Применение глубинных А.з. наиболее эффективно в высокоомных грунтах. При использовании глубинных А.з. улучшается распределение защитного тока, снижается расход электроэнергии, уменьшается площадь электроотвода. Однако стро-во и монтаж глубинных А.з. существенно дороже стро-ва и монтажа поверхностных заземлений. Типовая схема глубинного А.з. скважинного типа из обсадных или буровых труб показана на рис. 1. Для повышения долговечности конструкций глубинных А.з. используют аноды из ферросилида или магнетита.

Для электрохимической защиты сложных коммуникаций пром. площадок наиболее эффективны протяженные и распределенные аноды. На рис. 2 показано

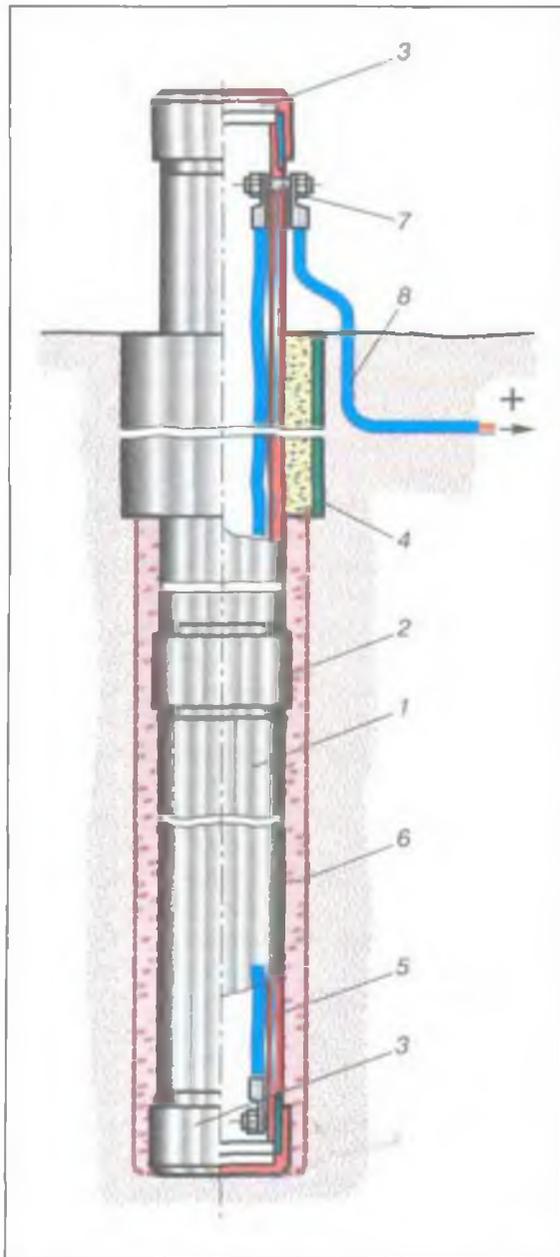


Рис. 1. Глубинное анодное заземление скважинного типа из обсадных или буровых труб: 1 – труба; 2 – соединительная муфта; 3 – заглушка; 4 – кондуктор; 5 – соединительный кабель; 6 – глинистый раствор; 7 – контактный узел; 8 – анодный кабель.

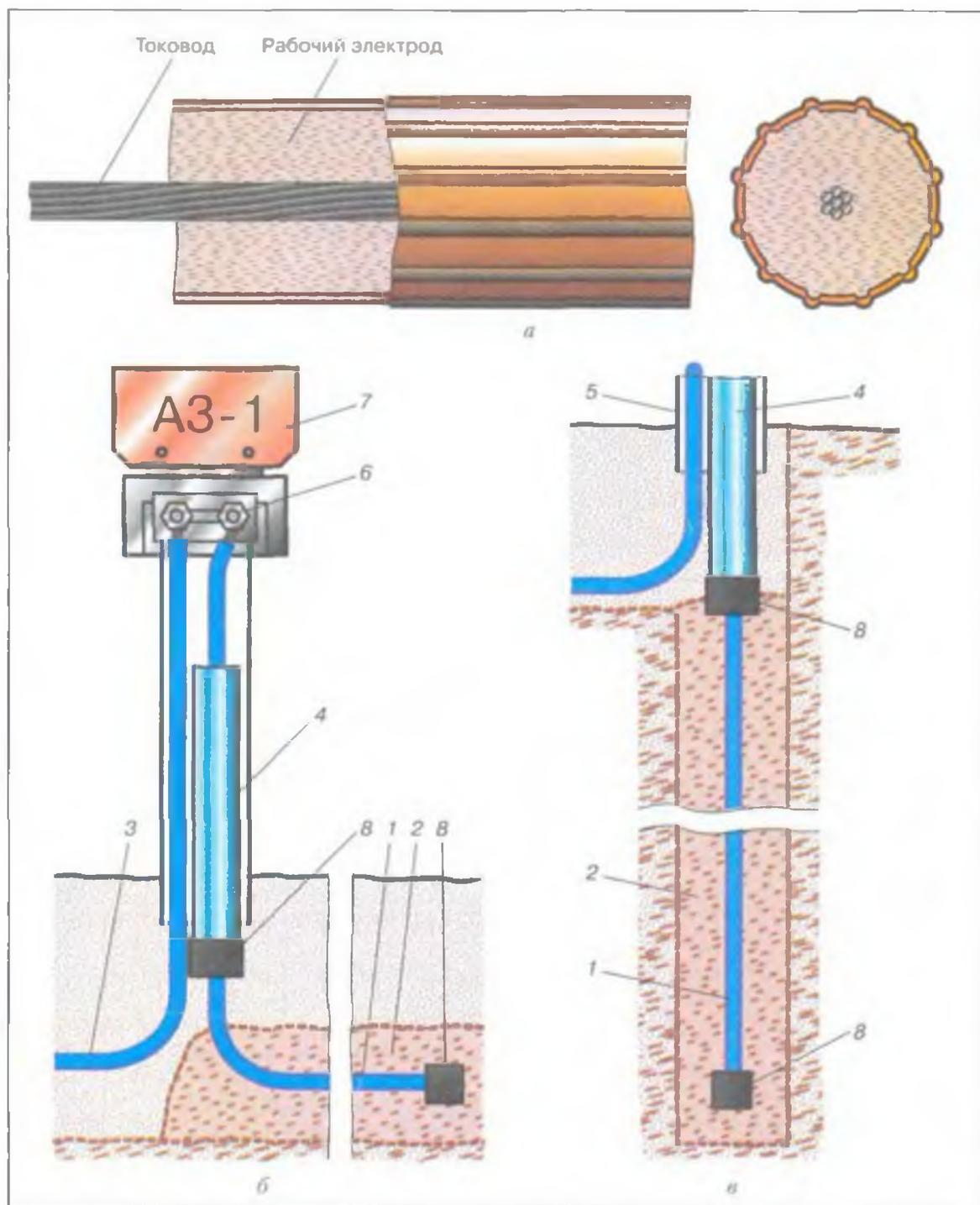


Рис. 2. Конструкция анодного заземлителя кабельного типа и варианты применения: а – конструкция, б и в – поверхностный и глубинный варианты применения; 1 – анодный заземлитель; 2 – коксовая засыпка; 3 – анодный кабель; 4 – полиэтиленовая труба; 5 – колонка; 6 – монтажная панель; 7 – опознавательный знак; 8 – герметизирующий узел.

конструктивное исполнение эластомерного анодного заземлителя кабельного типа (а) и варианты его применения (б и в). Протяженные заземления кабельного типа состоят из металлич. проводника (токовода), покрытого спец. электропроводной оболочкой из эластомера. Их применение существенно уменьшает расход электроэнергии за счет более равномерного распределения защитного тока и потенциалов по длине защищаемого сооружения, а также исключает вредное влияние системы катодной защиты на соседние металлич. сооружения.

Наиболее широкое распространение в системах катодной защиты получили железокремниевые заземлители.

Лит.: Бекман В., Швенк В., Катодная защита от коррозии, М., 1984; Каталог средств катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений, М., 2000; Руководство по эксплуатации систем противо-

коррозионной защиты трубопроводов, М., 2002.

Н. А. Петров.

АНОМАЛЬНО ВЫСОКОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ (АВПД) – пластовое флюидальное давление, превышающее условное гидростатич. давление (т.е. давление столба пресной воды, по высоте равного глубине пласта в точке замера) более 5%. Величина коэф. аномальности геофлюидальных давлений (отношение *пластового давления* к условному гидростатическому давлению) в осадочных бассейнах России достигает 1,90–2,10. В табл. приведены величины АВПД по нек-рым ведущим газовым и газонефтяным м-ниям.

В качестве гл. причин формирования АВПД рассматриваются уплотнение пород под действием давления вышележащих толщ и рост *пластовых температур*. Это приводит, с одной стороны, к увеличению объема флюидов в коллек-

Таблица. Аномально высокие пластовые давления в газовых, газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежах

Газонефтеносная провинция	Месторождение	Продуктивный комплекс, свита, горизонт	Глубина погружения, м	Совр. темп-ра, °С	Начальное пластовое давление, МПа	Разность между пластовым и условным гидростатическим давлениями, МПа	Градиент давления, МПа/м
Тимано-Печорская	Вуктыльское	пермский - каменноугольный	1930-3350	61	36,3	2,8	0,0108
Волго-Уральская	Оренбургское	среднекаменноугольный - нижнепермский (артинский)	1700-1800	31	19,6	16,0	0,0109
Прикаспийская	Астраханское	среднекаменноугольный	3900-4100	109	61,1	ок. 22	0,0150
Западно-Сибирская	Уренгойское	нижнемеловой (ачимовская толща)	3570-3620	105	61,6	25,4	0,0170
		ср. юра (тюменская свита), Ю ₂	3676-3740	106	67,0	29,6	0,0178
	Харасавейское	нижнемеловой (неоком), БЯ ₃	2375-2380	97	40,8	17,0	0,0172
	Бованенковское	ср. юра (тюменская свита)	2480-2500	94	42,6	17,6	0,0170

горских горизонтах вследствие поступления воды, генериров. газов и нефти из глины и углей, а также в процессе генерации органич. подвижных соединений (ОПС) в самих коллекторах, с другой - к уменьшению порового пространства и проницаемости в песчаниках и алевролитах в силу проявления процессов эпигетич. минералообразования при повышенных давлениях горн. пород и геотемп-рах. При этом давление горн. пород является ведущей причиной на сравнительно небольших глубинах (до 3-4 км, в зависимости от темпов погружения) и темп-рах до 90 °С. В более жестких термодинамических условиях гл. роль в возникновении и поддержании АВПД играет геотемпературный фактор, к-рый обуславливает генерацию ОПС и их геотермическую эволюцию, вторичную перекристаллизацию и цементацию пород-коллекторов и термическую анизотропию полиминеральных многофазных систем пластовых резервуаров. Поскольку абсолютно непроницаемых природных экранов для пластовых флюидов не существует, то универсальной причиной сохранности АВПД является не относительная изолированность (литологич. и флюидодинамич.) коллекторских горизонтов, а отставание удаления «излишних» объемов флюидов (воды и углеводородов) от привноса из внешних источников или генерации их внутри системы.

Т. о., ведущим фактором сохранности АВПД является невозможность вертикальной фильтрации геофлюидов через мощные толщи недоуплотненных глин или солей до горизонтов с гидростатич. пластовым давлением и латерального перемещения геофлюидов на большие расстояния по слабопроницаемым коллекторам к зонам разгрузки.

АВПД - индикатор условий, не благоприятных для формирования и сохранности значительных по величине скоплений углеводородов (в особенности нефти), поскольку они отражают изолированность и флюидодинамич. застойность природных резервуаров, а также экстремальность термодинамических условий.

Лит.: Леворсен А., Геология нефти и газа (пер. с англ.), М., 1970; Высоцкий И. В.,

Геология природного газа, М., 1979; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. А. Скоробогатов.

АНОМАЛЬНО НИЗКОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ (АНПД) - геофлюидальное пластовое давление меньше условного гидростатич. давления (т. е. давления столба пресной воды, по высоте равного глубине пласта в точке замера). Коэффициент аномальности пластового давления менее 1.

АНПД встречаются редко, обычно на малых глубинах. Области их распространения являются С. В. Зап. Сибири, Ботуобинский р-н Якутии, юго-зап. зона Ставропольского свода на Сев. Кавказе. Характерной особенностью зон распространения АНПД является их преимущественная или исключительная газосодержательность. В арктич. и субарктич. областях с малонапряженным геотермич. полем и большой мощностью толщи *многолетнемерзлых пород* наиболее вероятной причиной образования флюидальных систем с АНПД являются вариации климатич. темп-р на поверхности Земли и глубокое промерзание верх. горизонтов разреза вследствие плиоцен-четвертичного похолодания.

Лит.: Леворсен А., Геология нефти и газа (пер. с англ.), М., 1970; Высоцкий И. В., Геология природного газа, М., 1979; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. А. Скоробогатов.

АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ (от греч. anti... - против и от позднелат. corrasio - разъедание), изоляционное покрытие, - органич. (полимерное) покрытие, защищающее металл. поверхности сооружений от различных видов *коррозии*.

А. п. представляют слой или несколько последовательных слоев материала (многослойное А. п., система А. п.), искусственно полученных на покрываемой поверхности, где каждый слой выполняет определенные защитные функции.

По области применения различают А. п.: эксплуатируемые в атмосферных или подземных условиях; защищающие

наружные поверхности оборудования и газопроводов.

В зависимости от технологии получения А. п. могут быть заводского и трассового (полевого) нанесения.

С нач. 20 в. при стр-ве первых газопроводов и *распределительных сетей* осн. типом материалов для получения А. п. были битумы. Битумные мастики широко применялись при стр-ве *магистральных газопроводов* в быв. СССР до нач. 1970-х гг. По мере стр-ва магистральных газопроводов высокого давления с применением труб большого диаметра стали использовать полимерные липкие ленты, применение к-рых позволило значительно увеличить скорость проведения изоляционных работ и упростить технологию стр-ва газопроводов.

С сер. 1970-х гг. осваивается пром. выпуск труб большого диаметра с заводскими наплавляемыми эпоксидными и экструдиров. полиэтиленовыми покрытиями. Осн. тенденции дальнейшего развития применения в газовой пром-сти А. п. - увеличение доли произ-ва труб и деталей газопроводов с заводскими А. п., применение терморективных быстроотверждаемых мастик, полимерных липких лент с вулканизирующим подслоем и радиационно-сшитых термоусаживающихся полимерных лент.

Используемые в газовой пром-ти в качестве А. п. материалы подразделяются на: мастики; полимерные ленты; экструдированные полиолефиновые покрытия; порошковые наплавляемые краски; лакокрасочные материалы.

Мастики (замазки, компаунды) - композиции на основе терморективных или термопластичных полимеров, олигомеров или природных смол с добавками минеральных наполнителей, пластификаторов, *ингибиторов коррозии* и др. модификаторов.

Битумные мастики (БМ) - термопластичные материалы на основе природных или искусственных битумов, модифициров. минеральными наполнителями, порошком утильной резины, полимерами, пластификаторами, возможно введение ингибиторов коррозии. Ограничено

применяются для защиты труб диам. до 820 мм, узлов и деталей со сложной конфигурацией поверхности. Допустимая темп-ра эксплуатации до 35 °С. Наносятся в расплавленном состоянии по слою грунтовки (промежуточный слой, наносимый на поверхность металла, обладающий хорошей адгезией к защищаемой поверхности и след. слою), усиливаются армирующими материалами (стеклохолсты, стеклоткани, стеклосетки). Перспективным направлением является разработка и применение модифицированных полимерами БМ.

Терморезистивные мастики (ТМ) – материалы на основе терморезистивных смол (напр., эпоксидных, полиуретановых и др.). Как правило, двухкомпонентные содержат отвердитель, смешиваются непосредственно перед применением. В газовой пром-сти используются в осн. для защиты узлов и деталей со сложной конфигурацией поверхности. Наносятся по слою грунтовки или без нее. В зависимости от рецептуры терморезистивных мастик эксплуатационная темп-ра от 50 до 120 °С. Нанесение – при положительных темп-рах. Время практич. отверждения от нескольких минут до 2–3 ч, а полного – от 5 до 10 дней, в зависимости от темп-ры окружающей среды.

Полимерные ленты – А. п. с клеящим (адгезионным) подслоем на основе каучуков или термопластичных полимеров.

Полимерные ленты с липким слоем (ЛЛ) – ленты, дублированные каучуком, подслою к-рого обеспечивает адгезию (прилипание) А. п. к защищаемой поверхности (разновидность – ленты с вулканизирующим каучуковым подслоем – ЛВЛ). Введение спец. добавок в адгезионный подслою и грунтовку вызывают вулканизацию каучука после нанесения покрытия. Темп-ры эксплуатации: 35–40 °С (для ЛЛ), 50–80 °С (для ЛВЛ). Ленты наносятся по слою грунтовки при положительных темп-рах защищаемой поверхности. Время формирования А. п. от нескольких часов до нескольких суток.

Термоусаживающиеся полимерные ленты (ТЛ) – ленты на основе радиационно-сшитого полиэтилена с термопластичным адгезионным подслоем, способные при температурном воздействии восстанавливать исходный размер (усаживаться). Применяются в качестве покрытия труб в осн. при заводском нанесении и защиты зоны сварных стыков труб с заводским покрытием. Темп-ра эксплуатации 40–80 °С, темп-ра предварительного нагрева покрываемой поверхности при нанесении 60–150 °С. Наносятся по слою грунтовки или без нее.

Экструдированные полиолефиновые А. п. на основе полиэтилена (ПЭ) или полипропилена (ПП) наносятся в заводских условиях методом экструзии расплавленных полимеров на предварительно нагретую поверхность. Система А. п. представляет собой слой термопластичного клея (адгезива) и слой полимера, к-рые могут наноситься по слою грунтов-

ки. Темп-ра эксплуатации: для ПЭ до 60 °С, для ПП до 100 °С.

Эпоксидные наплавляемые А. п. изготавливаются на основе порошковых эпоксидных красок (ЭПК) и наносятся в заводских условиях методом электростатич. напыления или окунания в псевдоожигенный слой. Темп-ра эксплуатации до 90 °С.

Лакокрасочные материалы (ЛКМ) представляют собой дисперсии пигментов и наполнителей в пленкообразующих материалах. Пром-сть выпускает широкий спектр материалов для защиты металлич. изделий, эксплуатируемых в различных климатич. зонах и агрессивных средах. Применяются для защиты технологич. коммуникаций и оборудования от атм. коррозии, цветовой маркировки надземных трубопроводов, внутр. поверхностей оборудования и емкостей от воздействия агрессивных сред и т. п.

Антифрикционное гладкостное А. п. – внутреннее А. п., наносимое для повышения эффективности работы трубопровода за счет снижения потерь от трения и повышения пропускной способности газопровода. Обеспечивает хорошую временную защиту от коррозии и облегчает очистку и осушку полости трубопровода. Для получения гладкостных А. п. используются в осн. эпоксидные ЛКМ, наносимые в заводских или трассовых условиях. В газовой пром-сти России широкого практич. применения пока не нашли.

Временные консервационные А. п. применяются для защиты от коррозии труб, узлов, деталей и оборудования на период транспортировки, хранения и стр-ва.

Процесс нанесения покрытия состоит из стадий подготовки поверхности, нанесения и формирования покрытия.

Очистка перед нанесением А. п. проводится с целью удаления с поверхности защищаемых объектов неорганич., жировых, масляных загрязнений и продуктов коррозии, после чего ее поверхность должна иметь требуемую шероховатость и может быть дополнительно специально химически обработана (фосфатирование, хроматирование). При нанесении А. п. на трубы, узлы и детали при стр-ве и ремонте газопроводов применяются след. методы очистки: дробеметная очистка – воздействие металлич. дроби (чугунная колотая, стальная рубленая или их смесь), выбрасываемой на очищаемую поверхность роторными лопатками дробеметного аппарата; песко(дробе)струйная очистка – подача абразивных материалов на очищаемую поверхность в струе сжатого воздуха; механизированная щеточная очистка – удаление продуктов коррозии на установках с вращающимися металлич. щетками или иглофрезами (недостатки метода – быстрый износ рабочего очистного инструмента, ведущий к снижению качества очистки, невозможность обработки углублений); преобразователи (модификаторы) ржавчины – модификация поверхностных продуктов коррозии

Таблица. Влияние методов очистки на относительный срок службы изоляционного покрытия

Метод очистки	Относительный срок службы покрытия, балл
Дробеметная, песко(дробе)струйная	10
Механизированная щеточная очистка	5–8
Преобразователи ржавчины	4–7
Ручная очистка	3–5
Без очистки	2–4

путем их перевода в коррозионно-стабильные соединения (недостатки метода – обязательное удаление рыхлых поверхностных слоев продуктов коррозии, ограничения по миним. и макс. толщине преобразуемых продуктов коррозии; для нек-рых преобразователей необходима дополнительная нейтрализация поверхности и промывка водой, сушка, ограничения по габаритным размерам изделий, по экологич. и санитарно-гигиенич. требованиям); ручная очистка – с применением металлич. щеток, скребков или ручного механизированного электро(пнеumo)инструмента с абразивными кругами, щетками, шарошками (недостатки метода – низкая производительность работ и степень очистки).

Качество подготовки поверхности к нанесению А. п. в значительной степени определяет надежность антикоррозионной защиты (табл.).

В газовой пром-сти для нанесения БМ, ЛЛ и ЛВЛ на трубы в трассовых условиях применяется механизиров. щеточная очистка; ТМ, ТЛ – пескоструйная очистка. При ремонте покрытий в трассовых условиях применяют ручную очистку поверхности, ограниченно – преобразователи (модификаторы) ржавчины, в заводских условиях – дробеметную очистку.

Метод нанесения А. п. определяется свойствами используемого материала, габаритными размерами защищаемого объекта и требованиями к свойствам покрытия.

При облив (струйном облив) жидкие или предварительно расплавленные материалы наносятся подачей их на защищаемую поверхность струей или из плоской щелевой головки (облив), из сопел по контуру обливающего устройства (струйный облив). После нанесения материалов проводится их распределение по защищаемой поверхности с помощью шпателей, валков, полотенец. Применяются при нанесении в заводских и трассовых условиях на трубы малого диаметра грунтовки для ЛЛ, ЛВЛ и БМ (рис. 1).

Намотка лент производится, как правило, на предварительно загрунтов. поверхности труб с помощью спец. изоляционных (намоточных) машин или ручных приспособлений.

При пневматическом распылении жидкие, как правило, низковязкие ЛКМ наносятся сжатым воздухом (давление воздуха 1–4 атм.) с использованием спец. краскораспылителей, иногда применяется нанесение с предварительным подогревом материалов. В газовой промышленности метод применяется в осн. для защиты воздушных коммуникаций, узлов и оборудования, эксплуатирующихся в условиях открытой атмосферы.

При безвоздушном распылении (распыление при высоком давлении) нанесение материалов, в т.ч. высоковязких с высоким содержанием нелетучих веществ, осуществляется подачей их к распыляющему устройству под давлением 40–250 атм. Распыление проводится с предварительным нагревом материалов или без него. Метод применяется при нанесении ТМ в заводских и трассовых условиях.

Полиолефиновые материалы (ПЭ или ПП) наносятся методом экструзии – выдавливанием разогретого до плавления материала на поверхность изделия через канал плоскощелевого или кольцевого профилирующего инструмента (экструзионной головки).

В заводских условиях (рис. 2) получают двухслойные (клей и слой ПЭ или ПП) или трехслойные (эпоксидная грунтовка, клей и слой ПЭ или ПП) А.п. Поверхность металла перед нанесением покрытия может дополнительно подвергаться хроматной или фосфатной обработке. Метод применяется в заводских (базовых) условиях для изоляции труб любого диаметра.

Электростатич. нанесение оплавляемых порошковых красок заключается в нанесении заряженных частиц полимерных композиций на предварительно на-

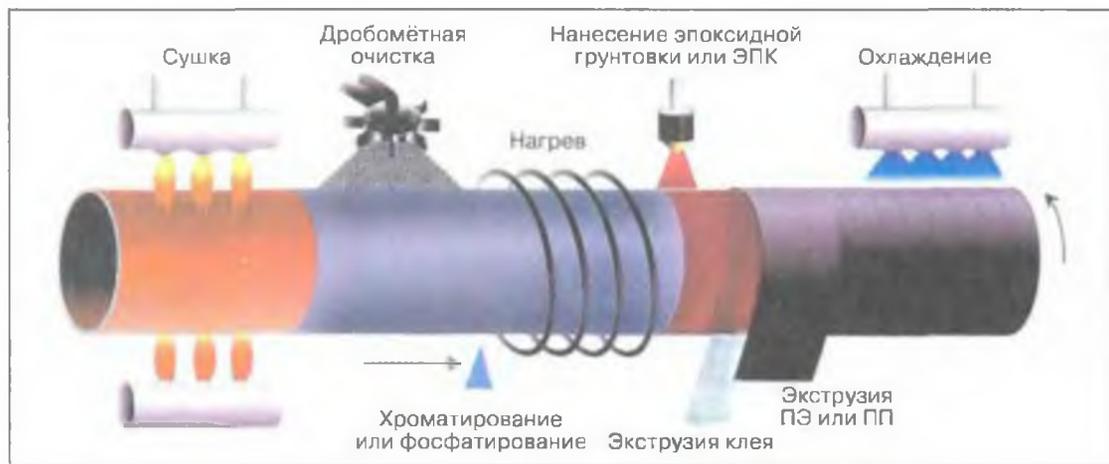


Рис. 2. Общая схема нанесения покрытий на трубы.

гретую выше темп-ры плавления материала поверхность защищаемого изделия, имеющего противоположный заряд. Производится с помощью электростатич. распыляющих устройств или окунанием изделия в псевдоожидженный слой материала. В большинстве случаев применяются эпоксидные порошковые краски. С целью повышения защитных характеристик А.п. поверхность металла может дополнительно подвергаться хроматной или фосфатной обработке. Для повышения механич. характеристик А.п. при транспортировке и стр-ве может наноситься дополнительный ударопрочный слой токопроводящего полимерцемента. Метод применяется для нанесения А.п. на трубы, а также узлы и детали со сложной конфигурацией поверхности.

Магистральные газопроводы прокладывают в разл. климатич. зонах и коррозионно-активных грунтах. В сев. районах стр-во осуществляют в осн. в зимний период, что отрицательно сказывается

на качестве А.п., наносимых в трассовых условиях. При эксплуатации подземных магистральных газопроводов на А.п. оказывает воздействие давление грунтов и продольное перемещение трубопровода, особенно на газопроводах при темп-рах транспортируемого газа св. 30 °С. Значительная часть газопроводов России защищена полимерными полиэтиленовыми ЛЛ. На них за счет давления грунта могут образовываться морщины, гофры, продольные пустоты вдоль нижней образующей трубы (провисание ленты) и даже растрескивание А.п. в верх. части труб. При продольном перемещении труб в ходе эксплуатации образуются поперечные складки и гофры (рис. 3). Образование этих дефектов усугубляется повышением темп-ры транспортируемого газа. Нарушение целостности А.п. ведет к электроосмотич. проникновению грунтового электролита (т.е. движению электролита под действием внеш. электрич. поля) под покрытие за счет токов *катодной защиты* и развитию коррозионных процессов. Практич. срок службы полиэтиленовых ЛЛ 7–15 лет.

ТМ на основе полиуретанов применяются для защиты узлов магистральных газопроводов сложной конфигурации, коммуникаций *компрессорных станций* и прилегающих к ним зон. Темп-ра эксплуатации этих покрытий 50–60 °С, практич. срок эксплуатации 20–30 лет.

А.п. на основе наплавленных ЭПВ, обладая высокими исходными защитными свойствами, в ходе длительной эксплуатации, особенно в сильно увлажненных грунтах, не обеспечивают требуемый уровень электроизоляционных и адгезионных свойств. Это связано с качеством материалов, технологией их нанесения, высокими токами катодной защиты, низкой механич. стойкостью А.п. при транспортировке и стр-ве и проявлением в ходе эксплуатации скрытых дефектов в местах неразрушающей деформации А.п.

Двухслойные экструдированные ПЭ А.п. труб обладают высокими антикоррозионными свойствами, однако при стр-ве газопроводов в сев. и арктич. зонах при длительном хранении труб при низких темп-рах возможно красное отслаивание изоляции труб и растрескивание покрытий.

Рис. 1. Механизированное нанесение битумных мастик в трассовых условиях.





Рис. 3. Эксплуатационные дефекты покрытия на основе полимерных липких лент.

Трехслойные экструдированные ПЭ обладают высокими эксплуатационными и защитными характеристиками и предпочтительны при стр-ве новых магистральных газопроводов; срок эксплуатации св. 30 лет.

Экструдированные ПП имеют ограниченное применение и перспективны для стр-ва трубопроводов спец. назначения.

Изоляцию сварных стыков труб с заводским А. п. проводят специальными ТЛ, к-рые при соблюдении технологии их нанесения наиболее полно отвечают свойствам осн. покрытия. Они также могут применяться в качестве самостоятельных покрытий газопроводов, однако в трассовых условиях их нанесение ограничено энергоемкостью стадии предварительного нагрева труб.

ЛВЛ в значительной степени лишены недостатков ЛЛ, однако их нанесение в сев. условиях в зимний период имеет ряд ограничений, связанных с температурным режимом вулканизации грунтовок и адгезионного подслоя.

БМ ограничено применяются при стр-ве газопроводов низкого давления из труб малого диаметра; наносятся в трассовых и базовых условиях; срок службы определяется эксплуатационной темп-рой, коррозионной и биологич. активностью грунтов.

А. В. Алексашин.

АНТРОПОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ на почвы в газовой отрасли – деградация почв, вызванная производственной и хозяйственной деятельностью в отрасли. Выражается в форме химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т. п.

Критериями отнесения почв к деградированным обычно являются снижение их биологич. продуктивности и ухудшение др. свойств, а критерием степени загрязнения – предельно допустимая концентрация вредных веществ.

Показателями санитарного состояния почвы (совокупность физико-химич. и биологич. свойств, определяющих качество и степень ее безопасности в эпидемич. и гигиенич. отношениях) являются санитарно-химич., микробиологич., гельминтологич. и энтомологич. характеристики.

Механическое разрушение почв наблюдается на всех объектах газовой отрасли и обусловлено строительными

(возведение установок, прокладка трубопроводов, стр-во пром. корпусов, жилых поселков и коммуникаций) и рекультивационными (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и пр.) работами.

Масштабы нарушений почвенного покрова, вызванных механическим воздействием, зависят от размера и назначения возводимых сооружений, ранимости природной среды в разных биогеоценозах.

Характерным примером объектов, где механич. фактор геотехнического нарушения почвенно-растительного покрова инициировал нежелательные гипергенные процессы, являются предприятия по добыче и транспорту газа на п-ове Ямал. Разрушение хрупких тундровых экосистем вызвало эскалацию водно-эрозионных процессов.

Химическое загрязнение почвы проявляется в изменении химич. состава, возникшем под прямым или косвенным воздействием землепользования (пром., с.-х., коммунального), вызывающем снижение ее качества и возможную опасность для здоровья населения.

Основные причины химич. загрязнения почв, характерного для объектов газовой отрасли: при добыче газа и конденсата – возникновение газовых и нефтяных фонтанов, самовозгорание газа, выбросы подземных высокоминерализов. вод, сброс сточных вод на рельеф, разлив буровой жидкости и метанола, поступающего от установки регенерации, складирование шламообразных отходов, диффузная миграция газа, выбросы продуктов сгорания топлива; при транспорте и хранении газа – разлив углеводородного конденсата, ингибиторов коррозии и ингибиторов гидратообразования, продувка и поршневание газопроводов, разливы турбинного топлива, метанола, органич. кислот, поверхностно активных веществ, смазочных компрессорных масел, выбросы продуктов сгорания от топливоиспользующего оборудования; при переработке – разливы и утечки конденсата и смазочных масел, а также применяемых химич. реагентов (метанол, диэтиленгликоль, диэтаноламин и др.).

Т. о., загрязнителями почв в нефтегазовой отрасли являются жидкости (нефтяные углеводороды, минерализов. пластовые воды, химич. реагенты, буровые растворы), попутный и природный газ и продукты его сгорания, твердые вещества (шламы, серная пыль в районах предприятий сернистого углеводородного сырья).

Содержание химич. соединений в природных почвах сильно варьирует в разных почвенно-климатич. зонах, провинциях в силу геохимич. особенностей. Поэтому в качестве критерия загрязнения почв углеводородами принимается их фоновое содержание (загрязнение) в почвах (точнее – местный региональный фон) – содержащие химич. веществ в почвах, не подвергшихся А. в. или испытывающих его в миним. степени.

При химич. загрязнении почвы могут деградировать ее физич., химич., ионообменные свойства и биологич. активность. Свойства почвы, способные реагировать на разные виды техногенного воздействия, должны использоваться в качестве признаков ее деградации.

Локальные загрязнения почвенных экосистем чаще всего связаны с разливами углеводородов при повреждении трубопроводов и их утечках через неплотности в оборудовании. Выделяют 4 зоны с разл. степенью загрязнения: сильное, среднее, слабое и распыление с незначительным загрязнением. Последняя зона занимает около половины всей площади.

Длительные выбросы в атмосферу продуктов сгорания углеводородов и природного газа в факельных установках и аварийные выбросы нефти оказывают вредное воздействие на биологич. активность почвы: снижаются показатели структурности, уменьшается содержание гумуса, численность и качеств. состав осн. групп микроорганизмов, нек-рые виды к-рых, способствующие гумусообразованию, угнетаются и исчезают, в то время как почвенные грибы не изменяют численности.

Установлено, что почвогрунты, загрязненные углеводородами, подвергаются воздействию физико-химич. и микробиологич. факторов. При этом тесно взаимодействуют три группы экологич. факторов: поликомпонентность углеводородного состава, находящегося в процессе постоянного изменения; гетерогенность состава и структуры любой экосистемы, находящейся в процессе постоянного развития и изменения; многообразие и изменчивость внеш. факторов, под воздействием к-рых находится экосистема (темп-ра, давление, влажность, состояние атмосферы, гидросферы и т. д.).

Токсичное действие нефтяных углеводородов определяется их строением. Загрязнение почв нефтепродуктами приводит к существенным нарушениям деятельности почвенной биоты: обедняется видовой состав микроорганизмов, подавляются деструкционные процессы, претерпевает изменения метаболизм природных соединений (прежде всего цикла азота и углерода), снижается ферментативная активность.

Л. В. Шарихина.

АППАРАТ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ, см. в статьях *Теплообменный аппарат* и *Охлаждение газа*.

АРКТИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ – магистральные трубопроводы (газо-, нефте- и нефтепродуктопроводы), сооружаемые на территории, ограниченной с Ю. Полярным кругом (66° 33' с. ш.). Разделение трубопроводов на арктические и расположенные южнее Полярного круга условно. Осн. особенности А. т. определяются спецификой климатич. условий, характерных для этой территории: низкий радиационный баланс, нулевые среднелетние и отрицательные среднегодовые темп-ры, большие площади многолетнемерзлого грунта, обводненность и сильная заболоченность равнинных местнос-

тей. Наиболее важные из этих факторов, определяющих осн. конструктивные и технологич. отличия А. т., — многолетнемерзлые грунты и низкие темп-ры воздуха. Выбор схемы прокладки трубопровода (подземной, надземной или наземной) определяется тепловым взаимодействием труб с грунтом и окружающей средой. При отрицательной темп-ре транспортируемого продукта несущая способность многолетнемерзлого грунта недостаточна для нормальной работы трубопровода любой конструкции. При положительной темп-ре продукта грунт вокруг труб оттаивает (образуется т. н. ореол протаивания) и трубопровод либо всплывает (при положительной плавучести), либо оседает. При этом возможны сопровождающиеся большими потерями транспортируемых продуктов аварии трубопроводов.

При подземной прокладке А. т. принимаются меры по предупреждению растепления многолетнемерзлого грунта. Это достигается охлаждением перекачиваемого продукта до темп-ры $-1-2$ °С или охлаждением грунта, окружающего трубы, с помощью спец. холодильных устройств (термосвай). Для охлаждения газов, имеющих на выходе из компрессорных станций темп-ру $40-50$ °С, сооружают спец. установки с аппаратами воздушного охлаждения (см. в ст. *Теплообменный аппарат*) и *холодильными установками*. Охлаждение нефти не осуществляется, т. к. при этом значительно увеличивается ее вязкость и транспортирование становится невозможным без повышения давления. Подземные нефтепроводы прокладывают только с тепловой изоляцией труб и с устройством термосвай. Для стабилизации положения трубопроводов и предупреждения их всплытия в летний период (мерзлые грунты оттаивают на глуб. до 1 м и поверхность грунта покрывается водой) осуществляют *балансировку трубопроводов* или их прокладку ведут с применением анкерных опор. Предусматривается спец. защита тепловой изоляции от увлажнения.

Переходы А. т. сооружаются на свайных опорах. При стр-ве таких трубопроводов устанавливаются компенсирующие устройства для компенсации продольных деформаций и принимают меры для предотвращения колебаний трубопроводов от действия ветра. Сооружение надземных переходов А. т. сопряжено со сложностями установки опорных устройств на многолетнемерзлых, обводненных и заболоченных грунтах, со сложностью прокладки подземных участков, для освобождения пространства для пропуска стад оленей, а также с изменением свойств стали труб при темп-рах до $-15-30$ °С. Для сооружения А. т. применяют трубы из спец. (трубных) сталей, обладающих высокой ударной вязкостью, а также трубы особой конструкции (многослойные, комбинированные), что увеличивает стоимость А. т. в 2-3 раза по сравнению с трубопроводами, прокладываемыми в обычных условиях.

В России А. т. сооружены и эксплуатируются на С. Респ. Коми, в Тюменской обл.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

АРМАТУРА (от лат. *armatura* — вооружение, снаряжение) трубопроводная — устройства, предназначенные для отключения, включения и регулирования потоков газа в газопроводе. В зависимости от назначения делится на запорную, предохранительную и вспомогательную. Вся пром. А., к-рая применяется в *газовом хозяйстве*, стандартизирована.

При выборе А. для установки в системах газоснабжения следует учитывать свойства металла и характер воздействия на него протекающего газа. Т. к. на черные металлы (сталь и чугун) газ не воздействует, то при выборе учитывают низкие механич. свойства чугуна и применяют А. из серого чугуна в системах газоснабжения низкого давления и из ковкого чугуна — в системах с избыточным рабочим давлением до 1,6 МПа.

В чугунной и стальной А. применяют уплотнительные кольца из бронзы и нержавеющей стали, обладающие большей стойкостью против *коррозии*. У газовых приборов, особенно квартирных, и при использовании горючего газа с повыш. содержанием сероводорода рекомендуется устанавливать А. из медных сплавов.

По способу присоединения к газопроводам, оборудованию и приборам А. подразделяется на фланцевую, муфтовую, цапковую и с концами под сварку, а по назначению — на запорную, регулируюшую и запорно-предохранительную.

А. должна иметь маркировку. Первые две цифры маркировки обозначают тип А.: 10 — кран пробковый спускной; 11 — кран для трубопровода; 12 — запорное устройство указателя уровня; 13, 14, 15 — вентиль; 16 — клапаны обратный подземный и приемный с сеткой; 17 — клапан предохранительный; 18 — клапан редукторный; 19 — клапан обратный поворотный; 21 — регулятор давления «после себя» и «до себя»; 22 — клапан запорный; 25 — клапан регулирующий; 30, 31 — задвижка; 32 — затвор; 45 — конденсатороводчик.

Буквы после цифр — материал, из к-рого изготовлен корпус А.: *с* — углеродистая сталь; *лс* — легированная сталь; *ч* — серый чугун; *кч* — ковкий чугун; *бр* — ла-

тунь, бронза; *нж* — коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь; *а* — алюминий; *мн* — монель-металл; *п* — пластмассы (кроме винипласта); *вп* — винипласт; *к* — фарфор; *тн* — титан; *ск* — стекло.

Цифры после букв — конструктивные особенности изделия и вид привода (одна или две цифры — номер модели; при наличии трех цифр первая из них — вид привода, две последующие — номер модели): 3 — механический с червячной передачей; 4 — механический с цилиндрич. передачей; 5 — механический с конич. передачей; 6 — пневматический; 7 — гидравлический; 8 — электромагнитный; 9 — электрический.

Последние буквы после цифры — материал уплотнительных поверхностей: *бр* — латунь, бронза; *мн* — монель-металл; *нж* — коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь; *нт* — нитрированная сталь; *бт* — баббит; *р* — резина; *п* — пластмасса (кроме винипласта); *вп* — винипласт.

Две последние буквы могут обозначать способ нанесения внутр. покрытия корпуса.

Для А. с электроприводами во взрывозащищенном исполнении в конце условного обозначения добавляют букву *Б*, в тропич. исполнении — букву *Т*.

Изделие без вставных или направленных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на корпусе или затворе, обозначается буквами «*бк*» (без колец).

Запорная А. предназначена для периодич. герметичных отключений отд. участков трубопровода, аппаратуры и приборов. При выборе запорной А. необходимо учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре согласно данным, приведенным в табл.

При выборе запорной А. для резервуаров *сжиженного углеводородного газа* (СУГ) следует принимать след. условные давления, МПа: для надземных — 1,6; для подземных — 1,0. В системах газоснабжения СУГ запорная А. из серого чугуна допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

Вентили, краны, задвижки и затворы поворотные, применяемые в качестве запорной А. (отключающих устройств) в системах газоснабжения, должны быть предназначены для газовой среды. Гер-

Таблица. Технические условия применения материалов для запорной арматуры

Материал запорной арматуры	Условия применения	
	Давление газа, МПа, не более	Температура, °С
Серый чугун	0,6	Не ниже -35
Ковкий чугун	1,6	Не ниже -35
Углеродистая сталь	1,6	Не ниже -40
Легированная сталь	1,6	Ниже -40
Латунь, бронза	1,6	Ниже -40

метичность затворов должна соответствовать 1-му классу.

Для систем газоснабжения допускается применение запорной А. общего назначения при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора арматуры на герметичность 1-го класса.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной А. по требованиям безопасности следует принимать в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

На газопроводах низкого давления в качестве запорных устройств допускается применение гидрозатворов.

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «открыто – закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем – указатели степени открытия. Краны с диаметром условного прохода до 80 мм имеют риск, указывающую направление прохода газа в пробке.

В качестве запорных устройств на газопроводах применяются краны и задвижки – устройства, снабженные затвором, приводимым в действие снаружи, и позволяющие устанавливать, прерывать или изменять расход газа или жидкости в трубопроводе или установках. Для газопроводов низкого давления в качестве отключающих устройств находят применение гидравлич. затворы.

Краны широко применяют для газопроводов малых диаметров. Их используют для отключения газопроводов и для регулирования потока газа, поступающего к горелкам.

В зависимости от способа герметизации краны разделяют на натяжные и сальниковые. Получили распространение также шаровые краны. Краны изготавливаются из бронзы, латуни и чугуна. В зависимости от способа присоединения их разделяют на муфтовые, цапковые и фланцевые. Для подземных и наземных газопроводов применяют краны со смазкой, чугунные – при рабочем давлении до 0,6 МПа, стальные – при большом давлении до 6,4 МПа. Смазка обеспечивает герметичность затвора, повышает сопротивление коррозии, обеспечивает поворачивание пробки.

Задвижки в качестве запорной А. используют на газопроводах всех давлений с диаметром 50 мм и более. При давлении газа до 0,6 МПа применяют чугунные задвижки, при большем – стальные. Задвижки имеют преимущества в плавной регулировке подачи газа, но недостаточны герметичны.

Вентили из-за больших потерь давления применяют только для газопроводов небольших диаметров при высоких давлениях газа, когда гидравлич. сопротивление запорного устройства не имеет существенного значения.

Запорно-предохранительная А. используется с целью предупреждения повышения давления в трубопроводах, аппаратах и приборах сверх установленных пределов. Подробно о типах запорно-

но-предохранительных устройств см. в ст. *Газораспределительный пункт*.

Вспомогательная А. и оборудование, выполняющие, как правило, вспомогательные функции, устанавливают на газопроводах и сооружениях (газораспределительных пунктах, колодцах). Наиболее распространенными видами такого оборудования являются *газоочистные фильтры*, компенсаторы и коверы.

Компенсаторы служат для возмещения удлинения стальных газопроводов от изменения внеш. темп-ры и темп-ры газа. В газовых колодцах их устанавливают также для облегчения замены и профилактики запорных устройств (задвижек), смены прокладок и др. ремонтных работ.

Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается. Для газопроводов применяют компенсаторы – гибкие волокнистые и линзовые. Реже применяют резинотканевые компенсаторы. Гибкие компенсаторы изготавливают из труб и отводов. Они бывают: гнутые из бесшовных труб, крутоизогнутые из углеродистой стали марки 20, сварные из бесшовных и сварных труб. Наружный диаметр, толщину стенки и марку стали труб, применяемых для изготовления гнутых и сварных П- и U-образных гибких компенсаторов, принимают такими же, как и труб осн. участков газопроводов. Линзовые компенсаторы однофланцевые и двухфланцевые устанавливают только в колодцах или наружных газопроводах. Масса линзового компенсатора зависит от его диаметра:

Условный диаметр, мм	Масса, кг
100	31,2
150	39,2
200	48,9
250	63,8
300	79,6
400	107,9

Коверы устанавливают на подземных газопроводах для сооружения контрольно-измерительных пунктов (измерение электрического потенциала «земля – газопровод»), а в районах с особыми условиями эксплуатации – для сооружения контрольных трубок, служащих для определения утечек газа из газопровода. Коверы устанавливают также на колодцах для монтажа средств измерения, а на малых (однолюковых) колодцах – для обеспечения вентиляции перед производством работ по их обслуживанию.

На газопроводах коверы устанавливают на железобетонные опорные подушки со щебеночным основанием толщиной 200 мм. Для удобства монтажа коверы заделывают в железобетонную подушку на заводах или в мастерских и в собранном виде доставляют на место монтажа.

Ю. А. Белов.

АСТРАХАНСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД – предприятие по переработке высокосернистого природного газа и газового конденсата. Находится в Красноярском р-не Астраханской обл., в пос. Аксарайский. Введен в эксплуатацию в 1986.

Сырьевой базой является природный газ и конденсат *Астраханского месторождения*, поступающие на завод в виде пластовой смеси. Содержание H_2S и CO_2 в газе суммарно ок. 40%. Кроме того, газ характеризуется высоким содержанием углеводородов $C_{5+вышш}$ и достаточным для экономич. извлечения содержанием компонентов сжиженного газа (пропан, бутаны и этан).

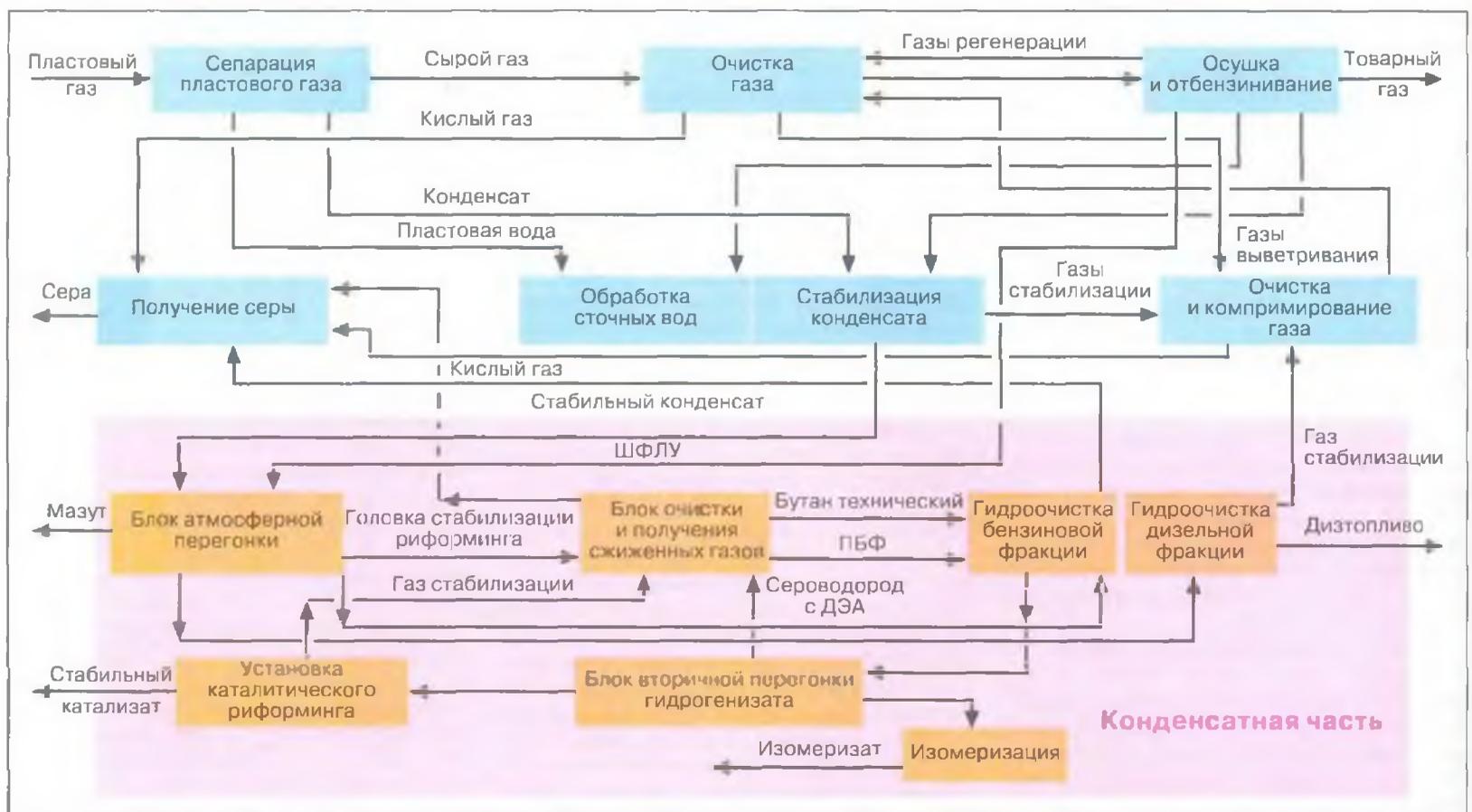
Проектная годовая мощность 12 млрд. м³ газа и 3 млн. т конденсата.

Газоперерабатывающий завод (см. рис. на стр. 26) состоит из двух идентичных технологич. очередей, каждая годовой мощностью 6 млрд. м³. Технологич. схема каждой очереди включает след. операции: сепарация *пластового газа*, очистка от H_2S газа высокого давления, *осушка* и *отбензинивание* газа, очистка и *компримирование* газа ср. давления, получение серы, стабилизация конденсата и очистка *сточных вод*.

Стабильный конденсат и широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) с двух очередей поступают на произ-во по переработке конденсата, осн. установки к рого: комбинированная установка, включающая блок атм. перегонки (мощность 3 млн. т/год), блок вторичной перегонки гидрогенизата и установку очистки и получения сжиженных газов; установка гидроочистки фракции с темп-рой начала кипения до 350 °С; установка каталич. риформинга бензина.

Продукция завода: сухой товарный газ, сера, пропан-бутановая фракция, автобензины А-76 и АИ-93, дизельное и котельное топливо. Требования рынка обуславливают необходимость увеличения доли произ-ва высокооктановых бензинов АИ-93 и выше.

Возросшие экологич. требования к моторным топливам приводят к необходимости произ-ва автомоб. бензинов с пониженным содержанием бензола и общей ароматики, а дизельного топлива – с содержанием общей серы не более 0,05% масс. Для повышения стоимости товарной продукции завода целесообразно углубление переработки газа с извлечением из него этана – сырья для произ-ва полиэтилена. Для снижения убытков от произ-ва серы целесообразно развивать выпуск продукции на ее основе: серного цемента – искусств. композиционный материал (устойчив к агрессивным средам, с повышенными морозоустойчивостью, водопроницаемостью и прочностью, отвердевает при отрицательных темп-рах и под водой); сероасфальтобетона – асфальтовая смесь на основе серного битума (более высокая теплоустойчивость без значительного увеличения жесткости при низких темп-рах, устойчивость к динамич. нагрузкам, высокая устойчивость к



Блок-схема переработки природного газа на Астраханском газоперерабатывающем заводе.

воздействию бензинов и т.п.); серобетона (повыш. сроки службы покрытия и более низкая себестоимость); изделия для строительной и дорожной индустрии.

Р. Л. Шкляр.

АСТРАХАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное — уникальное по запасам свободного газа, расположено в 60 км к С. от г. Астрахань. Входит в Прикаспийскую нефтегазонасыщенную провинцию. Открыто в 1976. Разрабатывается с 1986.

М-ние приурочено к одноименному своду, являющемуся крупным тектонич. элементом в юго-зап. части Прикаспийской синеклизы Восточно-Европейской платформы. Астраханскому своду соответствует выступ кристаллич. фундамента, поверхность к-рого в центр. части залегает на глуб. 8–9 км, а на периферии — на глуб. 11–12 км. Длина свода 140–180 км, ширина 100–140 км, амплитуда 2–3 км. М-ние контролируется крупным валлообразным поднятием, размеры к-рого по изогипсе –4200 м составляют 110×45 км, амплитуда св. 400 м. На поверхности выделяются Правобережная и Левобережная части м-ния.

В разрезе осадочного чехла выделены два структурно-тектонич. этажа: подсоловой (рифейско-палеозойский) и соляно-купольный [инж. пермь (кунгур) — антропоген].

В подсоловых отложениях продуктивными являются органогенные карбонатные отложения башкирского яруса ср. карбона, перекрытые толщей глинисто-кремнисто-карбонатных пород ас-

сельско-артинского возраста (пермь). Коллектор представлен органогенно-обломочными известняками порового, порово-кавернового и трещинного типов. Эффективная газонасыщенная толщина в центр. блоке 101 м, в Левобережной части 76,4 м, пористость 9,18–8,37%, проницаемость 0,001 мкм². Начальное пластовое давление 61,06 МПа, пластовая темп-ра 109 °С. Состав газа (в %): метан 51,67; этан 2,45; пропан 0,92; бутаны 0,59; пентан и высшие 3,65; сероводород 25,34; углекислый газ 14,62; азот 0,74; гелий 0,02. Потенциальное содержание конденсата 228,1 г/м³, плотность 810 кг/м³.

Начальные разведанные запасы газа месторождения по категориям А+В+С₁ — 2711,5 млрд. м³, по категории С₂ — 1062,4 млрд. м³. На начало 2002 запасы газа категорий А+В+С₁ составили 2648,8 млрд. м³, категории С₂ — 1069,1 млрд. м³, накопленная добыча — 84,7 млрд. м³. М-ние является сырьевой базой Астраханского газоперерабатывающего завода.

В. И. Старосельский.

АСТРАХАНСКО-КАЛМЫЦКАЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННАЯ ОБЛАСТЬ — занимает юго-зап. часть Прикаспийской нефтегазонасыщенной провинции. Юго-зап. ограничением области является Каракульско-Смушковская зона складчато-надвиговых дислокаций кряжа Карпинского. На З., С. и В. ограничена соответственно Карасальской моноклиной, Центрально-Прикаспийской депрессией и Междуреченской зоной поднятий. Общая пл. св. 50 тыс. км². С З. на В. выделяются Сарпинский мегапрогиб, Юстинский свод

и Заволжский прогиб. В пределах двух последних структур находится Астраханский карбонатный массив, картируемый по поверхности каменноугольных (раннебашкирских) отложений.

Осадочный разрез м-ния (мощность 9–18 тыс. м) сложен терригенно-карбонатно-галогенными образованиями фанерозоя и, вероятно, позднего криштозоя. Выделяются два осн. нефтегазонасыщенные мегакомплекса. Подсоловой комплекс сложен карбонатными породами палеозоя (башкирский ярус). В нем выявлено уникальное Астраханское месторождение. В надсоловом комплексе установлены залежи нефти и газа в юрских (Верблюжье, Касаткинское и Бешкульское м-ния), меловых (Пустынное) и палеогеновых (Чапаевское, Царьинское и др.) отложениях. Полупром. притоки нефти и газа получены из филипповского горизонта кунгурского яруса ниж. перми и подкарбонатных девонских пород.

Начальные суммарные ресурсы оцениваются в 5–12 млрд. т условного топлива.

Ю. Б. Сизантьев.

«АСТРАХАНЬГАЗПРОМ» — об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Создан в 1999 на базе дочернего предприятия «Астраханьгазпром». Адм. центр — г. Астрахань.

Для разработки Астраханского месторождения и стр-ва на его базе Астраханского газоперерабатывающего завода в 1981 было создано производств. объединение по добыче, переработке и транс-

портировке газа «Астраханьгазпром». С 1993 – дочернее предприятие РАО «Газпром».

На нач. 2003 ООО «А.» представляет собой комплекс, объединяющий в единую технологич. и финансовую структуру 24 подразделения, основными из к-рых являются: Газопромывловое упр-ние, Астраханский ГПЗ и предприятие «Астраханьтрансгаз». Газопромывловое упр-ние обеспечивает разработку Астраханского м-ния, добычу и транспортировку газожидкостной смеси на Астраханский ГПЗ, где осуществляют разделение газожидкостной смеси и переработку газа и конденсата с получением товарной продукции. «Астраханьтрансгаз» обеспечивает транспортировку товарного газа и части светлых нефтепродуктов к потребителям.

Годовая мощность «А.» по добыче и переработке составляет 12 млрд. м³ по газу сепарации, 3 млн. т по переработке газового конденсата. «А.» – основное предприятие в рос. газовой отрасли, перерабатывающее углеводородное сырье до товарных нефтепродуктов. В 2002 произведено (в тыс. т): бензина 965, дизельного топлива 808, мазута 366, сжиженного газа 279. В общем объеме «Газпрома» доля «А.» составляет (в %) по: бензину 76, дизельному топливу 48, мазуту 99, конденсату 36.

«А.» является монополистом по произ-ву газовой серы (годовая мощность 5 млн. т). Его доля в объеме серы, производимой в России, составляет 80% от мирового произ-ва – 12%. Сера (комовая, жидкая, гранулированная) поставляется на химические заводы России, стран СНГ, Европы, Азии и Африки.

Специалисты газового комплекса обслуживают 196 скважин разл. назначения, сотни км технологич. трубопроводов, обеспечивающих транспортировку и подачу газожидкостной смеси на Астраханский ГПЗ, более 2,5 тыс. магистральных газо- и продуктопроводов, распределительных и межпоселковых газовых сетей. Уровень автоматизации и механизации на Астраханском м-нии по кол-ву применяемых средств и по сложности оборудования не имеет аналогов в России.

Для решения проблем охраны окружающей среды и повышения уровня экологич. безопасности в структурные подразделения «А.» был внедрен комплекс технич. и программных средств обеспечения экологич. безопасности Астраханского газохимич. комплекса и прилегающей территории, включающий систему *производственного экологического мониторинга* атмосферного воздуха, систему оповещения населения о неблагоприятной экологической обстановке и газовой опасности.

Перспективы развития компании связаны с решением след. задач: реконструкция конденсатоперерабатывающей части Астраханского ГПЗ с целью количеств. и качеств. изменения структуры выпускаемых нефтепродуктов (высокооктановые бензины, экологически чистое ди-

зельное топливо, изомеризаты в качестве сырья для нефтехимии); стр-во установки грануляции серы сухим способом; продвижение жидкой серы на мировой рынок; организация произ-ва полиэтилена; стр-во собственной ТЭЦ и др.

В. А. Захаров.

АТМОСФЕРНЫЙ ПЕРЕНОС – распространение *загрязняющих веществ* от источника загрязнения над поверхностью Земли посредством восходящих потоков воздуха и ветров. Процессу переноса и рассеяния подвержены все фазовые состояния вещества: газообразные, жидкие (аэрозоли и испарения), твердые (мелкая пыль). Осн. роль в глобальном загрязнении биосферы играют наиболее низко расположенные и наиболее плотные слои атмосферы – тропосфера и стратосфера. Именно в них происходит перенос загрязняющих веществ на большие расстояния от густонаселенных и индустриальных районов. Если в тропосфере примеси быстро распространяются по вертикали, то в стратосфере обмен примесями между слоями происходит очень медленно, поэтому частицы, попавшие в стратосферу, могут оставаться в ней годами. Ср. продолжительность пребывания неосаждающейся (легкой) частицы: 2 года в стратосфере, 4 мес. вблизи тропосферы, 30 сут. в верх. тропосфере и только 6–10 сут. в ниж. тропосфере (3 км и ниже). Газы антропогенного происхождения могут находиться в тропосфере 2–4 мес. Однако почти во всех случаях атм. примеси не находятся бесконечно долго в атмосфере. Газообразные примеси часто растворяются в воде или поглощаются почвой. Твердые частицы достигают поверхности Земли либо с осадками, либо под действием силы тяжести. С аэрозолями и частицами пыли в атмосфере ассоциируются органический углерод, липиды и другие органические вещества, а также биогенные элементы, тяжелые металлы и ксенобиотики. Перенос диоксида серы (SO₂) и выпадение в виде кислотных дождей оказывает локальное отрицательное действие на биологические и химические процессы в приповерхностной экосистеме.

Л. В. Шарихина.

АУКЦИОНЫ И КОНКУРСЫ на право недропользования, см. в ст. *Лицензирование*.

АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ почв – система повторных исследований почв по материалам аэро- и космических съемок поверхности Земли. Проводится с целью выявления и предотвращения негативных явлений, приводящих к снижению плодородия, загрязнению, уничтожению почв и др. негативных явлений. На материалах аэро- и космич. съемок регистрируется отражение света и собственное излучение Земли в разных спектральных интервалах длин волн. По возможности использования для мониторинга почвенного покрова эти материалы можно разделить на 4 группы, различающиеся оперативностью получения информации, спектральным диапазоном и масштабом съемки: сканерная космическая

съемка – оперативное получение информации в разных зонах спектра в интервале длин волн 0,32–12,5 мкм, сравнительно низкое разрешение (св. 20 м); космофото – практически плановое изображение (кадровый снимок с высоким разрешением 2–5 м), черно-белый интегральный, узкозональный, цветной спектральнозональный и др. в зависимости от применяемых типов пленок и светофильтров в интервале длин волн 0,40–0,92 мкм, меньшая оперативность получения информации; аэрофото – кадровый, практически плановый снимок с очень высоким разрешением, разных типов в зависимости от применяемых пленок и светофильтров, большая оперативность получения информации; специальные виды съемок (спектрофотометрирование, тепловая, радарная и др.) позволяют получить дополнительную информацию о нек-рых параметрах компонентов ландшафта.

Для А. м. почв и почвенного покрова требуются аэро- и космич. материалы высокого разрешения (не менее 5–10 м на местности), т. к. по ним нужно опознать и охарактеризовать небольшие по площади изменения в почвенном покрове (появление пятен эродированных, засоленных почв, появление промоин, рост оврагов и др.), а также антропогенные объекты, являющиеся причиной нарушений и загрязнений почв (буровые вышки, отвалы пород и др.). Таковыми являются аэро- и космические фотоснимки (черно-белые интегральные, зональные, цветные спектральнозональные и др.) масштаба 1:25 000, 1:50 000 (космические увеличены со снимков масштаба 1:200 000). Оперативность получения этих материалов удовлетворяет требованиям *мониторинга почв* и почвенного покрова. Все физич. нарушения поверхности почв и почвенного покрова на 100% опознаются и характеризуются по указанным материалам. Большинство нарушений свойств почв опознаются по аэро- и космич. фотоснимкам, но для выявления степени изменений почв требуются полевые работы на ключевых участках. Материалы аэро- и космич. фотосъемки наряду с другими картографич. и литературными источниками прежде всего используются для создания исходной базовой информации о состоянии почв и почвенного покрова, об экологич. обстановке на момент начала наблюдений с отражением всех антропогенных объектов, являющихся причиной экологич. нарушений почв и почвенного покрова. Информация повторных аэро- и космич. фотосъемок сравнивается с исходной базовой информацией.

Л. В. Шарихина.

АЭРОТЭНК (от греч. аἴρ – воздух и англ. tank – резервуар) – искусственное сооружение в виде проточного резервуара для биологич. очистки *сточных вод* от органич. загрязнений путем окисления их микроорганизмами, находящимися в аэрируемом слое.

Совокупность микроорганизмов, аккумулирующихся в пле А. и интенсивно

окисляющих органич. загрязняющие вещества, наз. активным илом. Для нормальной жизнедеятельности микроорганизмов необходимо поддерживать определенную концентрацию кислорода в А. Ил в А. может находиться во взвешенном и прикрепленном на носителе (иммобилизованном) состоянии. Окислительная способность активного ила восстанавливается регенерацией.

А. конструктивно различаются: по гидродинамич. режиму работы – отстойники, смесители, вытеснители и т.д.; кол-ву ступеней очистки – одно-, двух- и многоступенчатые; по режиму ввода сточных вод – проточные, контактные; конструктивным особенностям – прямо-

угольные, круглые, шахтные, колонные и т.д.; по типу системы аэрации – обычная, ступенчатая, струйная, продленная и т.д.

Система продленной А. отличается от обычной значительно большей продолжительностью пребывания в А. неочищенных сточных вод и рекомендуется при относительно невысоком биохимич. потреблении кислорода и малых расходах сточных вод, характерных для предприятий газовой отрасли. Это объясняет широкое использование продленной аэрации на действующих очистных сооружениях отрасли.

Для насыщения иловой смеси кислородом и поддержания ила во взвешенном

состоянии применяются аэраторы разл. типов: пневматич., механич., пневмомеханич., струйные.

Осн. параметры работы А.: нагрузка на единицу активного ила по БПК₅ [по этому параметру А. подразделяются на: низко-, средне- (обычно-) и высоконагружаемые]; период аэрации – время контакта активного ила с *загрязняющими веществами*; возраст ила – ср. время пребывания его в системе.

Для определения эффективности работы А. выполняют расчеты осн. параметров работы и проводят сравнение фактич. величин с проектными.

Н. В. Попадько.

Б

БАЙКИТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ – входит в состав *Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции*. Внеш. ограничением области являются сооружения Енисейского кряжа. Общая пл. 150 тыс. км².

Приурочена к одноименной антеклизе, в пределах к-рой обособляются Камовский свод и Иркинеевский выступ с Ангарской зоной складчатости. Глубина залегания фундамента от 2 до 6 км.

Нефтегазоносность связана с рифейскими и вендскими комплексами (90% *начальных суммарных ресурсов* углеводородов), перспективны верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский нефтегазоносные комплексы.

В составе НГО выделяются нефтегазоносные районы: Камовский, Нижнеангарский, Оморинский, Тычанский, Полигусовский, Верхнетохомский и Оскобинский. В пределах НГО открыты Оморинское и Агалеевское газовые м-ния, Куюмбинское газонефтяное м-ние и крупнейшее *Юрубчено-Тохомское месторождение*.

На нач. 2001 начальные суммарные ресурсы газа оцениваются св. 4 млрд. т *условного топлива*; степень их разведанности менее 10%. Это определяет возможность выявления крупных скоплений углеводородов.

Ю. Б. Силантьев.

БАЛАНС ЗАПАСОВ газа (нефти) – гос. документ о кол-ве, качестве, степени изученности и пром. освоения этих полезных ископаемых, о добыче нефти, добыче и потерях при добыче газа и сопутствующих компонентов.

Гос. учет *запасов* проводится на основании ежегодных отчетных балансов, представляемых организациями и предприятиями-недропользователями по форме статистич. отчетности, разрабатываемой «Росгеолфондом». Он включает: учет запасов по отд. м-ниям (площадям), залежам и пластам, предприятиям, организациям, субъектам Федерации, экономич. районам, акваториям и по России в целом по состоянию на 1 янв. каждого следующего за отчетным года с подразделением запасов по степени их разведанности, пригодности для пром. использования и фактич. освоения пром-стью; учет разведанных запасов, утвержденных *Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых*, и остатка этих запасов; ежегодный учет добычи нефти, добычи и *потерь* газа и конденсата при разработке м-ний, а также др. изменений запасов в результате разработки, разведки, переоценки и др. В отчетных балансах м-ния группируются по

субъектам Федерации, организациям-недропользователям. Запасы суммируются как по отд. м-ниям, так и по всем вышеперечисленным подразделениям, а также по видам газа (растворенный, *свободный газ, газовая шапка*), по неразрабатываемым горизонтам разрабатываемых м-ний. Кроме того, подсчитываются запасы *сероводородсодержащего газа* (при содержании H₂S 0,00139% и более). Внутри указанных групп м-ния располагаются в след. порядке: разрабатываемые (для Б. з. нефти, газа и их компонентов); разрабатываемые без пром. выделения компонентов (только для Б. з. компонентов); подготовленные для промышленного освоения; разведываемые; законсервированные.

Сведения о запасах нефти, газа и конденсата в отчетном балансе приводятся в порядке снижения степени изученности: категории А, В, А+В, С₁, А+В+С₁, С₂. Запасы категории С₂ выделяются отд. строкой и не суммируются с запасами др. категорий.

Отчетные Б. з. содержат след. сведения, обеспечивающие их высокую информативность: местоположение м-ния и залежей, возраст продуктивных пластов, тип *коллекторов*, глубина залегания кровли объекта учета, параметры пласта (площадь нефтегазоносности, общая и эффективная нефтегазонасыщенные толщины, коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности и др.), качеств. характеристика нефти и газа (плотность, вязкость в пластовых условиях, содержание серы, парафина, смол, *стабильного конденсата*, сероводорода и др.), состояние разработки м-ния в целом и каждой залежи. *Перспективные ресурсы* нефти, газа и конденсата, подготовленные для глубокого бурения площадей и не вскрытые бурением пластов разведанных м-ний, приводятся в отд. таблице в конце отчетных Б. з.

В. В. Аленин.

БАЛЛАСТИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ (пригрузка трубопроводов) – способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов или бетонированием при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах. Б. т. наз. также сам процесс произ-ва работ, связанных с установкой грузов и бетонированием труб. Утяжеляющие грузы (седловидные, шарнирные, с гибкими элементами и др.) укладывают на трубы при сооружении трубопроводов (в строительном потоке) с помощью трубоукладчика, болотного экскаватора, крана-амфибии, вертолета. Для Б. т. бетонированием производят сплошное равномерное покрытие

труб (т. н. *внеш. обетонирование*), осуществляемое часто на стационарной базе, или заполнение бетоном пространства между трубопроводом и *внеш. кожухом* (конструкция типа «труба в трубе»).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ – комплексное изучение осадочных басс. с целью определения перспектив их нефтегазоносности. Нефтегазоносность рассматривается как одно из свойств осадочного басс. (ОБ), генетически связанного с его эволюцией в геологич. пространстве.

Многообразие ОБ с т. зр. их тектоно-стиля и осадочного выполнения указывает на необходимость целостного изучения о формировании их нефтегазоносности. Именно такую задачу ставит Б. а.

Основы Б. а. в России разработаны в нач. 1950-х гг. (И. О. Брод, Н. А. Еременко и др.). На фоне прогрессирующей дифференциации геологич. науки Б. а. остается одним из инструментов интеграции результатов разл. исследований. Методич. основой его является комплексирование геолого-геофизич., геохимич. и др. информации, а организационной структурой – системный подход.

Б. а. является инструментом работы с интегрированной нефтегеологич. информацией с целью разработки эффективной стратегии поиска и направлен на изучение ОБ как целостной природной системы.

В случае *нефтегазоносных бассейнов* целью Б. а. является оценка (в т. ч. геолого-экономическая) его нефтегазоносности. В типичной его схеме рассматриваются в осн. структурно-тектонический и литолого-седиментационный факторы, к-рые на основе комплекса методов (структурного, тектонич., фациального анализа и др.) позволяют моделировать строение и развитие ОБ, ранжировать их совокупность по степени перспектив обнаружения скоплений углеводородов.

Выявлены 4 группы параметров углеводородной насыщенности ОБ и распределения в пространстве: генерационные параметры характеризуют способность осадочных образований ОБ генерировать углеводороды (нефтематеринские толщи, их мощность, насыщенность органич. веществом, уровень его хронотермич. преобразованности и др.); емкостные параметры определяют структурой седиментации ОБ генерировать углеводороды (пространств. распределение литолого-седиментационных комплексов, их мощность, развитие *коллекторов*, зон трещиноватости, пост-

седиментационные изменения и др.); дренирующие (миграционные) параметры контролируют механизм мобилизации рассеянных углеводородов в конкретных зонах (пространственно-временное соотношение формирования углеводородов, экраны, ловушки, векторы миграции углеводородов, тектонодинамика ОБ, условия сохранения залежей углеводородов и др.); аккумуляционные параметры контролируют локализацию скоплений углеводородов в тектоно-седиментационном пространстве ОБ (природные резервуары, зоны флюидодунов, наличие структурных ундуляций и др.).

Выделенные группы параметров связаны с эволюцией ОБ и особенностями *онтотезиса углеводородов*, парагенетич. ряд к-рого представлен последовательностью процессов: *генерация* → *эмиграция* → *миграция* → *аккумуляция* → *консервация*. Поэтому возникает необходимость проведения Б. а. в аспекте онтогенеза углеводородов.

Программы Б. а. Basin MOD, BMT (Basin Modeling Talbox), Fobas, Comet и др. затрагивают частные аспекты нефтегазогеол. моделирования. Методы риск-оценки реализации поисковых проектов являются интеллектуальной собственностью компаний, что лимитирует их стандартизацию.

Задача геологов – создать целостную систему Б. а., генетически связывающую геол., технологич., экономич., экологич. и др. аспекты реализации поисковых проектов различных иерархич. уровней и стратегическо-тактич. значимости.

Ю. Б. Силантьев.

«БАШТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших предприятий ТЭК Респ. Башкортостан, обеспечивающее надежность газовых магистралей. По газопроводам компании транспортируется 1/5 часть от общего объема транспортируемого в России газа. Адм. центр – г. Уфа. Является правопреемником производств. объединения «Баштрансгаз», созданного в 1974 на базе Уфимского упр-ния магистральных газопроводов.

В 1953 в связи с окончанием стр-ва газопровода Туймазы – Уфа – Черниковск дирекция строящегося газопровода была преобразована в Уфимское упр-ние по эксплуатации газопровода. С 1953 до нач. 1960-х гг. была построена Уфимская система газопроводов протяженностью св. 1 тыс. км.

В последующие годы для обеспечения потребностей Магнитогорского и Белорецкого металлургич. комб-тов, пром. предприятий Башкирии были построены газопроводы Шкапово – Ишимбай, Шкапово – Тубанкуль, Магнитогорск – Ишимбай, Кумертау – Уфа, Магнитогорск – Стерлитамак, Ишимбай – Уфа. В 1958 были организованы: Шкаповское и Ишимбайское районные упр-ния магистральных газопроводов (позднее переименов. соот-

ветственно в Приютовское и Стерлитамакское линейные производств. упр-ния магистрального газопровода). Природный и попутный нефтяной газ с м-ний Башкирии стал поступать на металлургич. предприятия Урала, на химич. и нефтехимич. предприятия Башкирии, а также Урала и Поволжья, в коммунально-бытовой сектор республики.

С вводом в эксплуатацию в 1966 газопровода Бухара – Урал в республику начал поступать природный газ из Ср. Азии. В эти же годы были построены крупнейшие в отрасли *газораспределительные станции* Ново-Александровская, Стерлитамакская-2, Новосалаватская-3. В 1969 на базе отработанного газоконденсатного м-ния была создана Канчуринская станция подземного хранения газа, одна из крупнейших в Европе. С открытием в сер. 1960-х гг. газовых м-ний на С. Тюменской обл. стр-во *газотранспортной системы* из Зап. Сибири в центр. часть страны и Зап. Европу дало мощный импульс для развития производств деятельности «Б.» и экономики Башкирии в целом. Огромная потребность в энергетич. ресурсах Урала и Поволжья, а также увеличение экспорта газа вызвали необходимость сооружения системы *магистральных газопроводов* Уренгой – Центр.

Новая газотранспортная система, состоящая из газопроводов Челябинск – Петровск, Уренгой – Петровск, Уренгой – Новопоск. Сев. р-ны Тюменской обл. (СРТО) – Урал – Оренбург, проходила по терр. Башкирии, Татарии, Пермской и Самарской областей. Соединение газовых магистралей Уренгой – Центр со старой Уфимской системой и стр-во новых магистральных газопроводов Полянская – Кумертау, Бирск – Нефтекамск, Авзян – Белорецк – Учалы, Баймак – Зилаир позволило преодолеть дефицит газа в республике. А сама система магистральных газопроводов «Б.» стала неотъемлемым звеном *Единой системы газоснабжения*.

В 1979 было организовано Дюртюлинское, в 1980 – Ургалинское, Аркауловское, Полянское, Шаранское линейные производств. упр-ния магистральных газопроводов. В 1989 создано Кармаскалинское упр-ние, а в 1997 на базе Сибайской линейно-эксплуатационной службы образовано Сибайское линейное производств. упр-ние.

На нач. 2002 общая протяженность газопроводов предприятия – ок. 6000 км. Ежедневно потребителям Башкирии поставляется св. 30 млн. м³ газа, а потребителям России, стран ближнего и дальнего зарубежья – более 200 млн. м³. «Б.» эксплуатирует 7 *компрессорных станций* с 17 компрессорными цехами, 9 автомоб. газонаполнительных и более 150 газораспределительных станций, св. 230 *газораспределительных пунктов*, а также одно из крупнейших в «Газпроме» *подземное хранилище газа* – Канчуринское. «Б.» участвует в реализации гос. программы *газификации* сельских р-нов республики, что позволило Башкирии за-

нять одно из первых мест в России по темпам газификации.

Обеспечение надежности и безопасности поставок газа – приоритетное направление в деятельности предприятия. Для обеспечения надежного газоснабжения потребителей работают автоматизиров. газораспределительные станции типа «Урожай» и «Снежеть».

В соответствии с программой реконструкции технологич. оборудования на компрессорных станциях осуществляется замена морально и физически устаревших *газоперекачивающих агрегатов* и модернизация быв. в эксплуатации оборудования. При этом модернизов. агрегаты по осн. параметрам превосходят базовые. Для эффективного упр-ния технологич. процессами на основе комплексной целевой программы специалисты «Б.» начали внедрение агрегатной автоматизации типа «Квант 1» и «Магистраль 1М», что позволило улучшить контроль за состоянием магистральных газопроводов и управлять ими непосредственно с диспетчерских пунктов. Впервые в системе газовых хранилищ России на Канчуринской станции подземного хранения газа установлены автоматич. клапано-регулирующие устройства и управляющие вычислительные комплексы, обеспечивающие надлежащий отбор газа из подземных хранилищ.

«Б.» принимает активное участие в решении социально-экономич. задач республики. С. Т. Пашиев.

БЕЗОПАСНОСТЬ – состояние защищенности жизненно важных интересов личности, общества и гос-ва от внутр. и внеш. угроз. Жизненно важные интересы – совокупность потребностей, удовлетворение к-рых надежно обеспечивает существование и возможное прогрессивное развитие личности, общества и гос-ва. Угрозы Б. – совокупность условий и факторов, создающих опасность жизненно важным интересам личности, общества и гос-ва.

Одной из важнейших составляющих Б. является энергетическая Б. Последнюю понимают как возможность страны (региона) обеспечить, с одной стороны, стабильность физич. поставок энергоносителей для внутр. потребления, а с другой – предотвратить резкие ценовые колебания на них или создать условия максимально безболезненной адаптации нац. (региональной) экономики к новым ценовым пропорциям.

Осн. угрозами энергетической Б. являются: напряженность баланса, дефицит поставок энергоносителей, нарушение и перебой топливо- и энергоснабжения, низкая эффективность использования энергоносителей, ослабление энергетич. независимости страны, приемлемо низкий уровень самообеспечения территорий топливом и энергией, экономич. недостаточность энергоресурсов.

Проблемы Б. газовой отрасли являются ключевыми в энергетич. Б. В первую очередь, надо выделить след. аспекты энергетич. Б. Экологическая Б. – защищенность от чрезмерного загрязнения

среды обитания вредными веществами и излучениями, от деградации почв, ландшафтов, ухудшения биосферы, негативных воздействий на верх. слои земной коры при добыче углеводородов. Производственная Б. – защищенность от нарушения технич. систем: аварий, катастроф, вызываемых или сопровождаемых пожарами, взрывами, выбросами вредных веществ и т. д., а также нарушениями норм и правил техники Б. Технологическая Б. – защита от угроз в виде снижения технич. уровня произ-ва, массового сохранения устаревшей техники, невосприимчивости экономики к инновациям, чрезмерной зависимости от заруб. технологий и оборудования, снижение уровня н. п. и опытно-конструкторских работ. Угроза противостийной Б. – несоблюдение соответствующих требований при размещении, стр-ве и эксплуатации производств. и жилых объектов, малая достоверность прогнозирования стихийных бедствий, неподготовленность населения и специалистов служб к природным катаклизмам и преодолению их последствий. Сырьевая Б. – защищенность от дефицита разных видов сырья и материалов, низкого уровня самообеспечения страны и/или регионов, от нарушений внеш. поставок, от низкой эффективности использования в нар. хоз-ве.

Энергетическая Б. является понятием, приложимым к характеристике состояния гос-ва, социума, региона. В то же время под Б. *Единой системы газоснабжения* и ее объектов имеется в виду свойство технич. систем, предназначенных для выполнения соответствующих функций. В этом качестве Б. рассматривается как одно из свойств комплексного понятия *надежность*. Б. определяется как свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Хотя Б. трактуется как одно из свойств надежности, это понятие выходит за рамки надежности, т. к. может проявляться при полностью работоспособном состоянии из-за технич. несовершенства объекта или недостаточного объема работ по регенерации природной среды после окончания трубопроводного стр-ва. Примером технич. несовершенства может служить работа газотурбинных установок на *компрессорных станциях* с превышением допустимых пределов по концентрации вредных веществ в выхлопных газах.

Отказы, к-рые могут привести к нарушению Б., делятся на след. группы: *опасные для населения* (в пределах жилой застройки, в местах пересечения трубопроводов с транспортными коммуникациями); опасные для обслуживающего персонала; приводящие к деградационным изменениям окружающей среды; приводящие к материальному ущербу (разрушение жилых и производств. помещений, других трубопроводов, коммуникаций, линий электропередач и т. д.).

Для количеств. характеристики Б. обычно пользуются понятием *риска*. Стр-во и эксплуатация системы газоснабжения со-

пряжены с многообразными видами рисков, к-рые должны быть предусмотрены при подготовке проектов.

При стр-ве и эксплуатации объектов системы газоснабжения возникают разнообразные ситуации, представляющие опасность для людей и окружающей среды: выбросы и фонтаны газообразных и жидких углеводородов, случающиеся при разведочном и эксплуатационном бурении и сопровождающиеся иногда возгоранием; разрывы трубопроводов, транспортирующих природный газ, газожидкостные смеси углеводородов; к колоссальному экологич. ущербу приводят иногда аварии на продуктопроводах, сопровождающиеся разливами транспортируемых жидкостей; утечки газа на компрессорных станциях через неплотности арматуры, коррозионные повреждения и др.; разрушение природной среды при стр-ве – эрозия почвы, образование оврагов, заболачивание, развитие безлесных ландшафтов, разрушение берегов и русел рек, термокарстовые явления (провалы грунта при вытаивании льда), пучение и медленное перемещение грунта; отравление *подземных вод* жидкими углеводородами из-за инфильтрации с дневной поверхности и при нарушении герметичности скважин на промыслах и подземных хранилищах; нарушение природной среды обитания животных из-за ликвидации растительного покрова или изменения видового состава растений; локальное проседание земной поверхности из-за нарушения равновесия горно-геологич. структур при добыче углеводородов.

Освоение газовых и газоконденсатных м-ний на Крайнем Севере и шельфе морей Сев. Ледовитого ок. потенциально чревато новыми видами отказов.

Отказы, приводящие к нарушению Б., могут нанести ущерб, к-рый бывает очень трудно оценить. Они сопровождаются не только разрушениями производств. объектов, жилых зданий, но и жертвами и травматизмом персонала и населения. Помимо прямого ущерба, возникают также косв. ущербы в экономич., социальной и экологич. сфере, к-рые трудно свести к денежному эквиваленту.

Затраты на обеспечение Б. не дают непосредств. эффекта в виде прибыли, а лишь уменьшают возможные ущербы. Можно ожидать, что развитие социального и экологического страхования позволит найти и нормативно закрепить обоснованные значения денежных эквивалентов ущербов с учетом экологич. и социальной составляющей.

М. Г. Сухарев.

БЕСКОМПРЕССОРНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ газового месторождения – добыча природного газа и подача его в *магистральный газопровод* за счет естеств. пластовой энергии на начальном этапе разработки м-ния пока величина *пластового давления* достаточно велика (5,5–12 МПа). Напр., на Северо-Ставропольском м-нии Б.э. осуществлялась в течение 6 лет, на *Медвежьем месторождении* – 9 лет. Собств. пластовой энергии газа (без дополнительных внеш. источни-

ков энергии) достаточно для того, чтобы он поступал из недр на поверхность в систему *промыслового сбора* и далее в магистральный газопровод. Иногда Б.э. наз. фонтанным способом добычи. Снижение пластового давления приводит к необходимости ввода в эксплуатацию головной (на приеме), а затем *дожимных компрессорных станций* (на терр. *газового промысла*), т. е. перехода на *компрессорную эксплуатацию* газового м-ния.

Бескомпрессорный период эксплуатации газового м-ния, технология и техника добычи устанавливаются в проектах разработки (принципиальные решения и схемы) и проектах обустройства (инж. и технич. решения).

Лит.: Гвоздев Б. П. и др., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1988; Гриценко А. И. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992

Г. А. Зотов.

БИЗНЕС-ПЛАН (от англ. business – коммерческая деятельность и plan – план, проект) – документ, в к-ром описываются осн. аспекты проекта, анализируются все проблемы, к-рые могут возникнуть при реализации проекта, и определяются способы их решения.

Б.-п. включает след. разделы: вводная часть (суть и цель проекта, осн. результаты проекта); описание продукции проекта; анализ рынка сбыта продукции; план маркетинга (распределение и продвижение продукции, реклама); производств. план (*разработка месторождений* и добыча газа); организационный план (форма собственности и правовой статус предприятия); анализ *риска*; финансовый план (представление результатов проекта в стоимостном выражении – стоимость продукции, себестоимость, прибыль, оборотный капитал и др.); заключение (стратегия финансирования – план получения средств для реализации проекта).

Составление Б.-п. всегда предусматривает технологич. проектирование *системы разработки* газового м-ния и добычи газа и технич. проектирование системы обустройства. Детализация этих проектов зависит от целей Б.-п. и качества информации.

Г. А. Зотов.

БИОИНДИКАЦИЯ (от греч. bios – жизнь и позднелат. indicatio – указание) – метод оценки состояния окружающей среды с помощью растений, обладающих характерными чувствительными свойствами при контакте с вредными веществами.

Б. обеспечивает более раннее, по сравнению с инструментальным, распознавание возможной опасности, исходящей от вредных веществ – загрязнителей почвы, воды, воздуха. Методы Б. с учетом климатич. и географич. особенностей регионов, где расположены объекты газовой пром-сти, могут быть успешно применены в качестве составной части *экологического мониторинга*.

Методами химич. анализа можно установить присутствие вредных веществ в окружающей среде даже в самых незначительных кол-вах. Однако этого не-

достаточно, чтобы определить фактич. воздействие этих веществ на человека и окружающую среду. Рассматривая влияние только отд. веществ, без их возможного взаимодействия с др. веществами, можно лишь в неполной мере оценить угрозу со стороны содержащихся в атмосфере, в воде и почве *загрязняющих веществ*. Поэтому контроль должен отслеживаться на более ранней стадии в целях предупреждения опасности, комплексно и в динамике.

Этой цели могут служить специально подобранные виды растений, содержащиеся в соответствующих условиях, т.н. биоиндикаторы, к-рые обеспечивают раннее распознавание возможной опасности, исходящей от вредных веществ.

Методики по применению методов Б. рекомендуют составление описательных листов на поврежденные растения, их фотографирование, анализы в химич. лаборатории на содержание в них вредных веществ (напр., серы, фтора, свинца, кадмия). Результаты наблюдений заносятся в отчет с иллюстрациями, таблицами и используются в дальнейшем для исследования поражений растений вредными веществами в динамике.

Метод Б. как инструмент наблюдения за состоянием окружающей среды получил большое распространение.

С появлением в 1980-х гг. кадастра воздействий загрязняющих веществ в окрестностях земли Сев. Рейн-Вестфалия (Германия) для контроля окружающей среды начали успешно систематически применяться биоиндикаторы. Набор используемых для этого организмов составляет: стандартизов. травяная культура, известные лишайники, гладиолусы, капуста брюккола и нек-рые др. виды, зарекомендовавшие себя как чувствительные и информативные. Не вполне отработан метод Б. для неорганич. загрязняющих веществ, не выявлены биоиндикаторы для оксидов азота. Отсутствуют контрольные организмы, к-рые могут служить в качестве реагирующих индикаторов и индикаторов-накопителей для органич. соединений. Неотложной науч. задачей является замена чужеземных биоиндикаторов местными организмами. Разработки по Б. свидетельствуют о возможности фиксации мутагенных изменений в организмах.

Многочисл. заповедники, созданные на терр. России, располагаются в осн. на большом удалении от пром. центров и имеют высокую степень защиты от последних. Именно здесь можно иметь идеальные фоковые значения для индикации, т.к. экосистема на этих ареалах не нарушена.

Существующие методы Б. не позволяют делать далеко идущие выводы об изменениях в целых экосистемах, т.к. наталкиваются на относительно низкую представительность отд. организмов по отношению к целому. Поэтому становится ясной необходимость Б. в синэкологич. аспекте, т.е. контроль за экосистемой в целом.

Изменения растительных сообществ под влиянием вредных веществ в сравнении с аутоэкологич. подходами изучены слабо: они происходят медленно и мало выразительно. И все же растительные сообщества представляют собой более чувствительные индикаторы воздействий загрязняющих воздух веществ, чем составляющие их отд. виды.

При загрязнении вредными веществами в качестве испытанных методов Б. служат экспозиция и картирование лишайников, использование стандартизов. и травяной культуры, а также метод индикаторного веера для фотоокислителей (озон и др.).

Для исследования вреда, наносимого растениям вредными веществами, содержащимися в воздухе, особенно в зимнее время, можно использовать лишайники. В случае активного метода стандартизованные экспозиции лишайников листовые лишайники (*Nurrogymnia physodes*) выставляются на спец. досках по сетке наблюдений, а позднее определяются повреждения на теле лишайников, вызванные вредными веществами, загрязняющими воздух. Это позволяет сделать непосредств. выводы о состоянии в данном месте растительности.

Связь между степенью повреждения лишайников и категориями опасности для высших растений показана в табл.

Существующие методы Б. делятся на активные и пассивные.

Пассивный метод Б. (картирование лишайников) за короткое время позволяет получить первое представление об общем загрязнении воздуха в определенном районе.

Уже в сер. 19 в. наблюдалось, что при загрязнении воздуха вредными веществами лишайники исчезали из городов в пром. р-нах. Поэтому лишайники могут быть использованы для дифференциров. отображения участков загрязнения воздушной среды на больших пространствах и источников загрязнения, действующих на небольших терр. Пригодность лишайников, особенно их эпифитных видов (поселяются на др. растениях, но не являются паразитами, т.к. пользуются

этими растениями только как местом прикрепления), для Б. качества воздуха основана на их высокой чувствительности по отношению к загрязнению воздушной среды. Причина этой чувствительности кроется в особых анатомич. и физиологич. характерных свойствах этих организмов. По скоплению или отсутствию определенных видов лишайников можно сделать заключение относительно вида и интенсивности воздействия загрязняющих выбросов.

Метод Б. с помощью стандартизов. травяной культуры позволяет определить наличие повыш. содержания в растительности загрязняющих воздух веществ (фтора и свинца). Индикатором накопления вредных веществ служит плевел многоцветковый. На практике он оказался пригодным также и для случаев поражения серой и тяжелыми металлами.

Для Б. фотохимич. окислителей с озоном в индикаторном веере помещаются виды растений с разл. чувствительностью, у к-рых реакция на воздействие вредных веществ проявляется в видимых повреждениях листьев. При этом табак и кукуруза особенно чутко реагируют на вредное воздействие летнего смога характерным пожелтением и отмиранием участков листа.

Кроме классич. загрязнителей воздуха токсич. воздействие на человека имеют органич. вещества: полициклич. ароматич. углеводороды (ПАУ), полихлориров. бифенилы и др. Для определения ПАУ имеется стандартизов. метод Б., при к-ром в качестве аккумуляционного индикатора применяется капуста брюккола. Кроме названных биоиндикаторов используются пищевые и кормовые растения для определения вида и интенсивности загрязнения вредными веществами.

Метод Б. применим также для определения нарушений в почвах по исчезновению смены видов растительности или изменению цветковой гаммы ландшафтов под влиянием структурных преобразований в почвах. Эти изменения особенно чувствительны для растений при внедрении в почвы углеводов и тяжелых металлов.

Таблица. Стандартизованная экспозиция лишайников (критерии оценки)*

Оценка уровня воздействия	Повреждение лишайника, %	Оценка риска повреждения для высших растений
1 - очень низкая	до 10	Влияние загрязнения не устанавливается
2 - низкая	11-35	Влияние загрязнения ниже области повреждения высших растений
3 - средняя	36-60	Влияние загрязнения в области повреждения очень чувствительных, активных в зимний период растений
4 - высокая	61-85	Влияние загрязнения в области повреждения очень чувствительных, активных в зимний период растений
5 - очень высокая	св. 85	Влияние загрязнения в области повреждения очень чувствительных, активных в зимнее время растений и очень чувствительных зеленых в летнее время растений

* Данные Упр-ния по охране окружающей среды федеральной земли Баден-Вюртемберг (Германия), 1988.

В качестве биоиндикаторов, позволяющих наблюдать за загрязнением атмосферы на объектах газовой промышленности, можно рекомендовать: листовую лишайник (*Nurogymnia physodes*) – наиболее чувствительный к кислотным загрязнителям и тяжелым металлам; табак, фасоль, жгучая крапива – для получения доказательств присутствия в атмосфере фотоокислителей (озон); кормовая капуста – для определения канцерогенных ПАУ; травяные культуры (плевел многоцветковый и др.) – для определения накопления в растительности вредных веществ (серы, тяжелых металлов и др.).

Лит.: Сидоров Е. В., Аكوпова Г. С., Немкова Н. С. и др. Охрана почв на объектах газовой промышленности. М., 1994; Босняцкий Г. П., Опыт применения методов биоиндикации для контроля состояния окружающей среды, М., 1996. Г. П. Босняцкий.

БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ – токи утечки в землю с заземленных электрич. устройств (рельсов электрифициров. транспорта, рабочих заземлений линий электропередачи, силовых кабелей в местах нарушения изоляции и др.). Подробно см. в ст. *Дренажная защита*.

БОВАНЕНКОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – одно из крупнейших в мире, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в зап. части н-ова Ямал, в 340 км к С.-З. от пос. Новый Порт. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1971.

Приурочено к Нурминскому мегавалу и по кровле сеноманских отложений верхнего мела представляет собой брахиантиклинальную складку размером 65×30 км, амплитудой 150 м.

Продуктивность м-ния установлена на глуб. 532–4008 м в пределах двух структурных этажей. Газовые залежи 1-го этажа на глуб. 532–1732 м приурочены к песчано-алевролитовым меловым отложениям сеномана, альба и апта (пласты ПК₁, ПК₉, ПК₁₀, ХМ₁, ХМ₂, ТП_{1–6}, ТП_{7–8}, ТП₉, ТП_{10–11}, ТП₁₂, ТП_{13–14}). Второй этаж включает серию газоконденсатных залежей, относящихся к готеривбарремским нижнемеловым и юрским песчано-алевролитовым отложениям (ТП₁₅, ТП_{16–17}, ТП₁₈, БЯ₁, БЯ_{2–4}, БЯ₅, Ю₂, Ю₃, Ю₆, Ю₇, Ю₁₀, Ю₁₂). Всего на м-нии выявлено 23 залежи. В пласте ТП₁₈ выявлена газонефтяная залежь. Наиболее крупные по запасам газа пласты ПК₁ (сеноман), ХМ₁ и ХМ₂ (альб), ТП_{1–6} (апт), БЯ₁ (баррем). Газоконденсатные залежи юрских отложений (пласты Ю₂, Ю₃, Ю_{6–7}, Ю_{10–12}) недоразведаны. Содержание газоконденсата увеличивается с глубиной от 0,65 г/м³ (пласт ТП_{1–6}) до 230 г/м³ (пласты Ю₂–Ю₁₂). Пластовое давление растет с глубиной: 6,9 МПа (пласт ПК₁ – сеноман), 48,5 МПа (пласт Ю₁₂). Дебиты уменьшаются с глубиной от 500–960 тыс. м³/сут (пласт ПК₁ – сеноман, ТП_{1–6} – апт) до 200 тыс. м³/сут и менее (юрские отложения).

Наиболее крупная газовая залежь пласта ТП_{1–6} апт-неокомской танопчин-

ской свиты, размеры к-рой 57×28 км, высота 287 м, расположена на глуб. 1192–1473 м. Залежь пластово-массивная, ср. эффективная газонасыщенная толщина 48,4 м, пористость 26,5%, начальное пластовое давление 14,61 МПа. Дебиты газа при испытании 178–964 тыс. м³/сут (диам. штуцера 25 мм). ГВК на отметке –1460 м.

Состав газа (в %): пласта ТП_{1–6} – метан 96,36; этан 2,89; пропан 0,05; бутаны 0,03; пентан и высшие 0,01; азот 0,43; углекислый газ 0,23; пласта Ю_{6–7} – метан 86,13; этан 7,06; пропан 2,07; бутаны 0,56; пентан и высшие 1,87; азот 0,06; углекислый газ 2,25.

Начальные разведанные запасы газа по категории С₁ составляют 4385,3 млрд. м³ и по категории С₂ – 548,9 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

БОМБА PVT, см. в ст. *Установка фазового равновесия PVT*.

«БУРГАЗ» («Буровая компания») – дочернее об-во с ограниченной ответственностью (ДООО) со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших буровых предприятий по стр-ву скважин всех видов на территории Рос. Федерации. Центр. офис – в г. Москва. Компания создана в 1997 в результате структурных преобразований в газовой отрасли.

Объединение буровых предприятий в единую компанию позволило централизовать управление производом, осуществлять единую технич. политику по повышению качества стр-ва скважин, что было ранее невозможно: до сер. 1990-х гг. стр-во эксплуатационных скважин в «Газпроме» осуществлялось силами специализиров. управлений буровых работ, входящих в состав газодоб. предприятий.

На нач. 2003 в состав «Б.» входили производств. филиалы: «Тюменбурггаз» (г. Новый Уренгой), «Кубаньбурггаз» (г. Краснодар), «Астраханьбурггаз» (пос. Аксарайский), «Севербурггаз» (г. Ухта), «Оренбургбурггаз» и «Центр горизонтального бурения» (оба – в г. Оренбург).

Компания также занимается разработкой проектной документации на стр-во разведочных скважин, геолого-разведочными работами на газ, нефть, газовый конденсат, стр-вом скважин на *подземных хранилищах газа*, кустовых площадок и подъездных дорог, капитальным ремонтом и восстановлением бездействующих скважин.

С 1997 по 2003 компанией открыто 12 новых м-ний и 14 залежей на ранее открытых м-ниях для ОАО «Газпром». Закончено стр-во 958 скважин, пробурено св. 1,4 млн. м горн. пород, закончен капитальный ремонт 192 скважин, обустроено 74 куста скважин.

Разнообразие климатич. и горно-геологич. условий проводки скважин разл. назначения предопределяет применение в буровой компании практически всего спектра технологий, используемых на терр. России, в т.ч. новых наукоемких. Специалисты «Б.» имеют опыт работы в

условиях низких темп-р, повыш. содержания сероводорода. Особое внимание уделяется стр-ву скважин с горизонтальным окончанием ствола.

В эксплуатационном бурении ведется стр-во скважин на больших глубинах с высокой забойной темп-рой и отбором керна. Применяется роторное, турбинно-роторное и турбинное бурение. «Б.» располагает ноу-хау в области использования технологий и технич. средств, применяемых в процессе бурения. Так, бурение скважин на С. Тюменской обл. осложнено наличием в разрезе *многолетнемерзлых пород* и *аномально высокого пластового давления* в неоком-юрских отложениях, а глубина скважин достигает 4,5 тыс. м. Горно-геологич. условия при проводке скважин в Астраханском и Оренбургском регионах осложнены высоким (до 25%) содержанием в газе сероводорода и пластовой темп-рой до 150 °С, глубина скважин составляет св. 7 тыс. м.

В компании разработана и осуществляется программа технич. перевооружения буровых работ, поставок новых реагентов и добавок для бурения. Активно ведется рационализаторская и новаторская деятельность, налажено сотрудничество с ин-тами «Тюмень НИИгазпрогаз», «ВНИИгаз», «СевКавНИИИгаз» и др.

Буровая компания оснащена технич. и программными средствами, позволяющими производить технологич., геологич. и геофизич. контроль процесса бурения скважин и цементирования буровых колонн. Оперативная информация в режиме реального времени передается на рабочие места специалистов разл. подразделений «Б.» – от буровой площадки до центрального офиса. Программные комплексы предупреждают о предаварийных ситуациях, нарушениях режимно-технологич. карт, автоматизируют решение других технологич. и геологич. задач, значительно сокращая время, связанное с ожиданием результатов обработки информации, полученной в процессе бурения.

С развитием компании возрос объем работ, выполняемых для сторонних организаций: в 1997 «Б.» работал только в интересах «Газпрома», в 2002 этот объем составил практически 50%. В числе партнеров «Б.» – добывающие предприятия «Газпрома», а также заруб. компании.

Разнохарактерность природных ландшафтов, в к-рых буровая компания ведет стр-во скважин, требует особого внимания к проблеме охраны окружающей среды. Наиболее остро эта проблема стоит в районах Крайнего Севера, где процессы восстановления почвенно-растительного покрова происходят очень медленно. Для обеспечения оптимальной совместимости процесса стр-ва скважин с требованиями экологич. безопасности буровая компания применяет новейшие разработки по защите окружающей среды, проводит н.-и., проектные и мониторинговые исследования.

С 1998 «Б.» – член Междунар. ассоциации буровых подрядчиков.

А. А. Фролов.

БУРЕНИЕ (от голл. *boort* или старонем. *Bohr* – бур) – процесс сооружения горн. выработки чаще всего цилиндрич. формы (шпур, *скважина*, шахтный ствол) путем разрушения горн. пород на забое с удалением продуктов разрушения. Б. осуществляют в осн. в земной коре. По характеру разрушения породы различают след. способы Б.: механический – *вращательное бурение*, ударное, *ударно-вращательное бурение*, вращательно-ударное; термический – огнеструйное, плазменное; электрический; взрывной; гидравлический.

Б. проводят для поисков и разведки м-ний, изучения геологич. строения земной коры, извлечения полезных ископаемых из недр, произ-ва взрывных работ, осушения, вентилиации подземных сооружений, устройства свайных фундаментов и т. п.

При Б. обычно разрушается призабойный массив горн. породы (сплошное Б.). При Б. с отбором образца породы – *керн* – разрушается только кольцевое пространство у стенок скважины, а внутри столбик породы извлекается в неразрушенном состоянии для изучения геологич. строения м-ния.

Совокупность работ, имеющих целью устройство той или иной горн. выработки, наз. *проходкой*.

Вероятно, впервые знакомство человека с нефтью произошло за неск. тысячелетий до н. э. Сначала нефть собирали с поверхности земли или воды при свободных выходах, при этом искусств. сооружений для ее добычи не строились. Расширение сферы применения нефти требовало усовершенствования технологии ее добычи. Возник ямный (копаночный) способ добычи нефти. Копанки представляли собой неглубокие ямы (глуб. до 2 м), в к-рые иногда вставлялся плетень для предохранения стенок от обвала. На дне копанки скапливалась нефть, просачивавшаяся через почву. Нефть вычерпывалась из копанок по мере ее накопления.

К нач. 10 в. увеличившийся спрос на нефть привел к тому, что старый ямный способ уже не мог обеспечить потребности общества в нефти. Появился более совершенный – колодезный способ добычи нефти, при к-ром стало возможным эксплуатировать более глубокие продуктивные пласты и увеличить добычу нефти.

О стр-ве нефтяных скважин в 1835 в России (Таманский п-ов) упоминается в отчете горн. специалиста Фоллендорфа: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буром (щупом) землю и подливают немного воды, чтобы буром быстрее ходил. После выемки бурава проверяют, не находится ли на нем нефть, и в утвердительном случае начинают копать четырехугольную яму...». Т. е., имеют все основания полагать, что в сер. 1830-х гг. на Тамани проводилось ручное разведочное Б., ограничивавшееся глуб. 4–6 м. Б. 1-й разведочной нефтяной скважины на м-нии Биби-Эйбат (г. Баку) осуществлено в

1846. Скважина глуб. 21 м была пробурена станком с ручным приводом, штанговым ударно-вращательным способом «земляным буром», применявшимся издавна при Б. скважин на рассолы и воду. Б. с использованием паровой машины в России впервые было применено в 1859 горн. инж. Г. Д. Романовским для проводки скважины (на воду) в с. Ерино, недалеко от г. Подольск Московской губ.

Механич. ударное штанговое Б. нефтяных скважин с приводом бурового станка от паровой машины рос. предприниматель А. Н. Новосильцев впервые применил в 1864 ок. г. Анапа.

Б. на железных штангах при помощи свободно падающего инструмента (ударно-штанговый) широко использовалось на нефтяных промыслах Азербайджана. Ударно-канатный способ Б. в Азербайджане впервые применили в 1878, однако широкого распространения этот способ Б. не получил.

В 1897 в г. Грозный было применено ударное канатное бурение на пеньковом канате, к-рое для данных горно-геологич. условий оказалось эффективнее штангового. В нач. 20 в. на грозненских промыслах впервые применено вращательное дробовое Б. нефтяных скважин способом «Дэвис-Каликс» с промывкой забоя водой (пройдена скважина глуб. 345 м).

Первая скважина с целью добычи газа была пробурена Бакинским нефтяным об-вом в 1902 в *газовую шапку* Сураханского нефтяного м-ния (г. Баку). Из скважины диам. 8 дюймов с глуб. 207 м был получен газовый фонтан с точным дебитом 33 тыс. м³. Пром. разработка газовых м-ний на терр. России началась в 1906 близ г. Дербент, на м-нии Дагестанские Огни, где «в даче стекольного з-да» была пробурена газовая скважина. В 1911 на Сураханском м-нии впервые применено вращательное Б. скважин с помощью роторных столов (роторов).

Одной из проблем, возникавших при Б. (особенно при роторном способе), была проблема герметизации затрубного пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Решил эту проблему рос. инж. А. А. Богушевский, запатентовавший в 1906 способ зачеканки цементного раствора в *обсадную колонну* с последующим вытеснением его через низ (башмак) обсадной колонны в затрубное пространство. Способ Богушевского получил быстрое распространение не только в России, но и за рубежом. Однако только в 1918 амер. инж. Перкинс получил патент на способ цементирования скважин, повторяющий изобретение Богушевского.

В 1923 М. А. Капелюшников, С. М. Волох и Н. А. Корнеев изобрели гидравлич. забойный двигатель, т. н. *турбобур*, что определило дальнейший путь развития Б. нефтяных и газовых скважин в быв. СССР.

В 1923 в Азербайджане была пробурена 1-я в мире скважина с помощью одноступенчатого турбобура, назв. турбобуром Капелюшникова.

В 1925 в Каспийском м., вблизи бухты им. Ильича (м-ние Биби-Эйбат), на специально созданном основании (платформе) пробурена первая в быв. СССР морская скважина, давшая фонтан нефти с глуб. 460 м. В 1933 там же в береговой части была пробурена роторным способом 1-я в стране наклонная скважина.

В 1939 в Старогрозненском р-не впервые в мире был применен турбобур при стр-ве направленно-искривленной скважины, с использованием кривой трубы в качестве отклонителя.

Бурение «первого в истории нефтяной промышленности горизонтального ствола из вертикальной скважины» было осуществлено в 1953 в Башкирии. В устойчивом монолитном разрезе (известняк мелового возраста) при кривизне переходного участка радиусом 80 м (7° на 10 м проходки), при вертикальной глуб. 470 м длина горизонтального ствола достигла 170 м.

В 1936 инженеры П. П. Шумилов, Р. А. Иоаннесян, Э. И. Тагиев и М. Т. Гусман создали турбобур, принципиально отличавшийся от турбобура Капелюшникова. В нем была предусмотрена специально разработанная многоступенчатая турбина. Число ступеней доходило до 150, что позволило увеличить мощность турбобура и снизить частоту вращения турбины до 8,3–11,7 с⁻¹ и тем самым устранить необходимость в редукторе.

В 1966 во ВНИИ буровой техники разработали многозаходный винтовой (объемный) двигатель с частотой вращения 1,7–3,4 с⁻¹ с высоким крутящим моментом (М. Т. Гусман, С. С. Никомаров, Ю. В. Захаров и др.). *Винтовые забойные двигатели* изготавливаются диам. от 54 до 195 мм и позволяют бурить скважины с различным положением в пространстве.

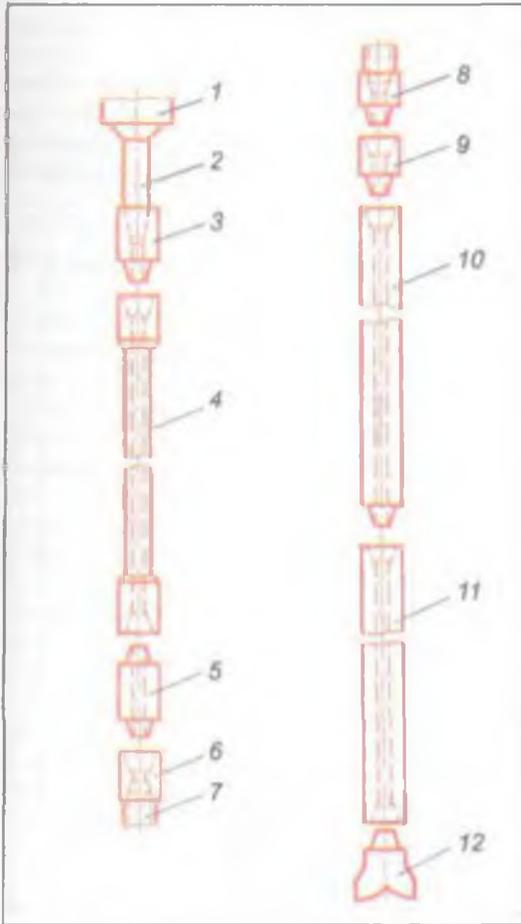
В период с 1922 по 1997 ср. глубина скважин увеличилась более чем в 5 раз и составила св. 3000 м. В 1960 скважины глуб. 5000 м считались уникальными, в 1984 на Кольском п-ове была пробурена скважина глубиной св. 12 тыс. м.

Лит.: Кулнев С. М., Роль русских и советских ученых в развитии техники бурения. Известия Академии наук АзССР, 1949, № 4; Пономарев К. П., Штейнгер С. И. Очерки истории нефтяной промышленности Кубани, М., 1958; Ваделкий Ю. В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1985.

К. И. Джафаров.

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА – ступенчатый полый вал, соединяющий при бурении скважин *породоразрушающий инструмент* (долото) с наземным оборудованием (рис.). Используется для создания осевой нагрузки, передачи вращения долоту (при роторном бурении), подведения электр. (*электробур*) или гидравлич. (*турбобур*, *винтовой забойный двигатель*) энергии, подачи раствора для очистки забоя и выноса шлама, замера искривления ствола скважины и др.

Б.к. состоит из ведущей трубы, *бурильных труб* – тонкостенных (чаще всего стальных) и утяжеленных, к ниж. части к-рых присоединяется буровое долото. В зависимости от условий бурения



Типовая компоновка буровой колонны: 1 – вертлюг; 2 – ствол; 3 – переводник вертлюга; 4 – ведущая труба; 5 – переводник ведущей трубы; 6 – муфта замка; 7 – буровая труба; 8 – ниппель замка; 9 – переводник; 10 – верхняя утяжеленная буровая труба; 11 – нижняя утяжеленная буровая труба; 12 – долото.

вблизи долота устанавливаются центрирующие, калибрующие, стабилизирующие и расширяющие устройства. Верхняя труба Б. к. соединена с вертлюгом.

При бурении скважин на Б. к. действуют динамич. и статич. нагрузки, перепады давлений до 25 МПа, темп ра до 200 °С, агрессивные среды.

БУРОВАЯ СВЕЧА – часть буровой колонны, неразъемная при спускоподъемных операциях. Состоит из двух, трех или четырех буровых труб, свинченных между собой. Длина Б. с. зависит от высоты буровой вышки, диаметра и материала буровых труб.

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ – осн. составная часть буровой колонны. Предназначены для спуска и подъема из скважины породоразрушающего инструмента, транспортирования бурового раствора к забою скважины. Б. т. – цилиндр длиной 6–11,5 м, с толщиной стенки 5–12 мм, на обоих концах к-рого имеются замковые детали. Изготавливают их в осн. из углеродистых и легированных сталей. Наружный диаметр Б. т. от 33,5 до 168 мм. Они соединяются между собой с помощью буровых замков. Б. т. бывают утяжеленные и ведущие. Утяжеленные Б. т. (длина 6–12 м, толщина стенки 28–75 мм) используют для создания нагрузки на породоразрушающий инструмент, увеличения жесткости ниж. части колонны; ведущие Б. т. (обычно квадратного или 6-гранного сечения) устанавливают наверху буровой колонны и передают ей вращение от ротора буровой установки.

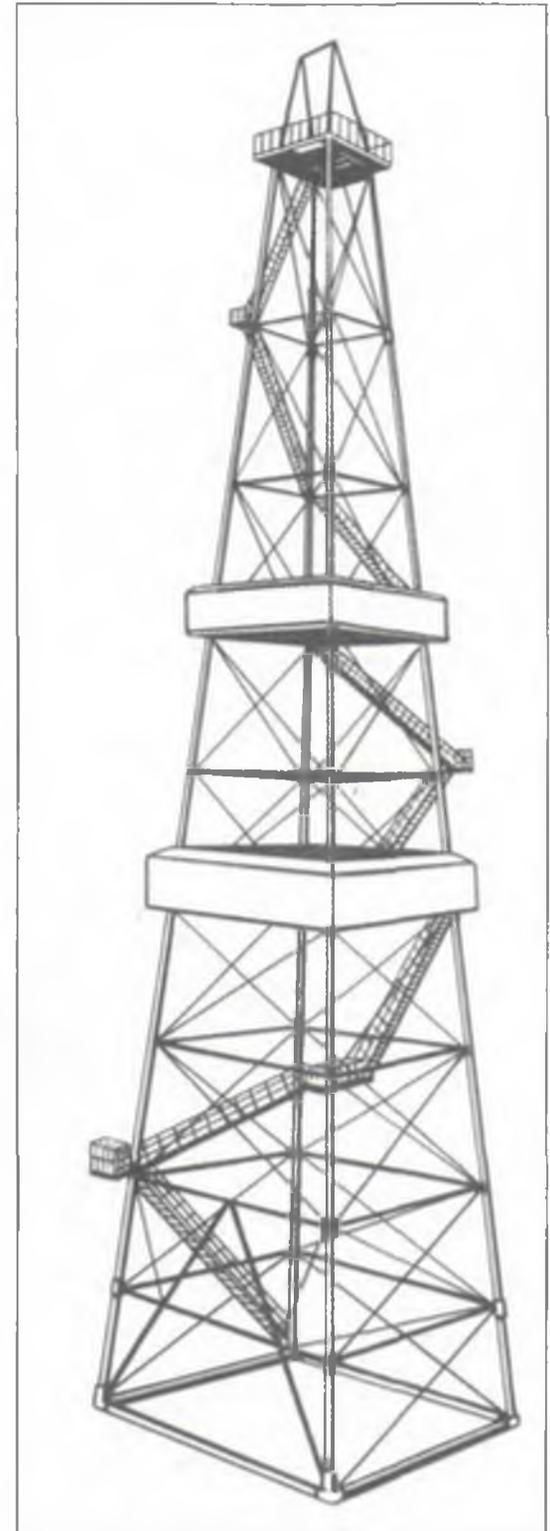
БУРИЛЬНЫЙ ЗАМОК – соединительный элемент буровых труб для свинчивания их в колонну. Б. з. состоит из ниппеля и муфты, закрепляемых на концах буровой трубы (рис.). Б. з. соединяется с трубой конич. резьбой или с помощью сварки. В последнем случае детали Б. з. принято наз. соединительными концами, состоящими из ниппеля и раструба. Навинчиваемые Б. з. обычно собирают с трубами горячим способом (нагрев деталей Б. з. до 400–450 °С). Буровые трубы свинчиваются между собой с помощью замкового соединения, состоящего из конич. резьбы с крупным шагом и упорных поверхностей (торца муфты и уступа ниппеля), обеспечивающего герметичность, а также быстроту его сборки и разборки. Для уменьшения переменных напряжений в резьбовом соединении Б. з. с трубой применяют стабилизирующие пояски на трубе и расточки на замке.

БУРОВАЯ ВЫШКА – металлич. сооружение, устанавливаемое над устьем скважины для спуска и подъема бурового инструмента, забойного двигателя, обсадных труб. На Б. в. устанавливают

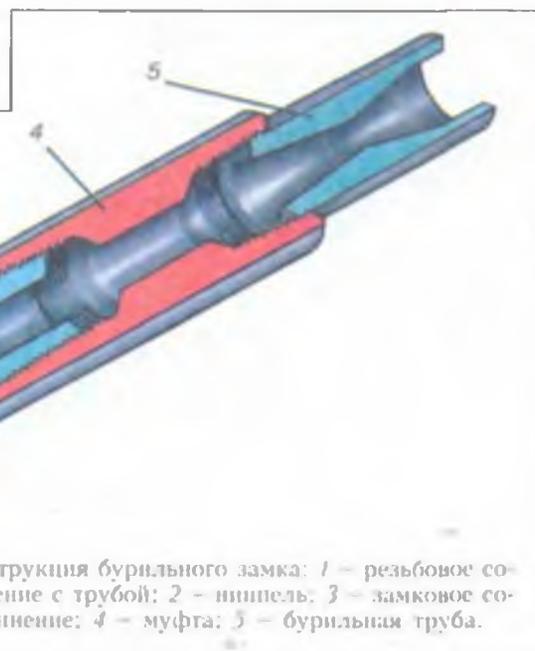
талевый механизм, устройство для механизации спускоподъемных операций и размещают буровые свечи.

Б. в. бывают башенные и А-образные (мачтовые). Наибольшее применение получили А-образные, состоящие из двух опор, удерживаемых в вертикальном положении с помощью подкосов или порталного сооружения и канатных оттяжек. Высота Б. в. зависит от проектной глубины скважины и составляет от 9 до 58 м. Основные технич. параметры Б. в. – высота (расстояние от основания до кронблочной площадки, в м) и грузоподъемность (в кН).

Башенные Б. в. (рис.) транспортируют в собранном виде (вместе с основанием буровой) или поагрегатно. Мачтовые (А-образные) Б. в. перевозят в собранном виде.



Башенная буровая вышка.



Конструкция бурового замка: 1 – резьбовое соединение с трубой; 2 – ниппель; 3 – замковое соединение; 4 – муфта; 5 – буровая труба.

БУРОВАЯ КОРОНКА, см. в ст. *Породоразрушающий инструмент*.

БУРОВАЯ ЛЕБЕДКА — механизм, предназначенный для спуска и подъема *бурильных труб*, подачи долота на забой, спуска обсадных труб, передачи мощности на ротор, подъема и опускания *буровой вышки*. Б. л. — гл. агрегат бурового комплекса, определяющий эффективность бурения. Для *буровой установки* глубокого бурения мощность Б. л. на барабане составляет 550–2200 кВт, наибольшее натяжение подвижного конца талевого каната 200–340 кН, масса 13–48 т. В буровых установках универсальной монтажной способности Б. л. монтируются ниже уровня пола буровой, на отметке 2,5 м от земли.

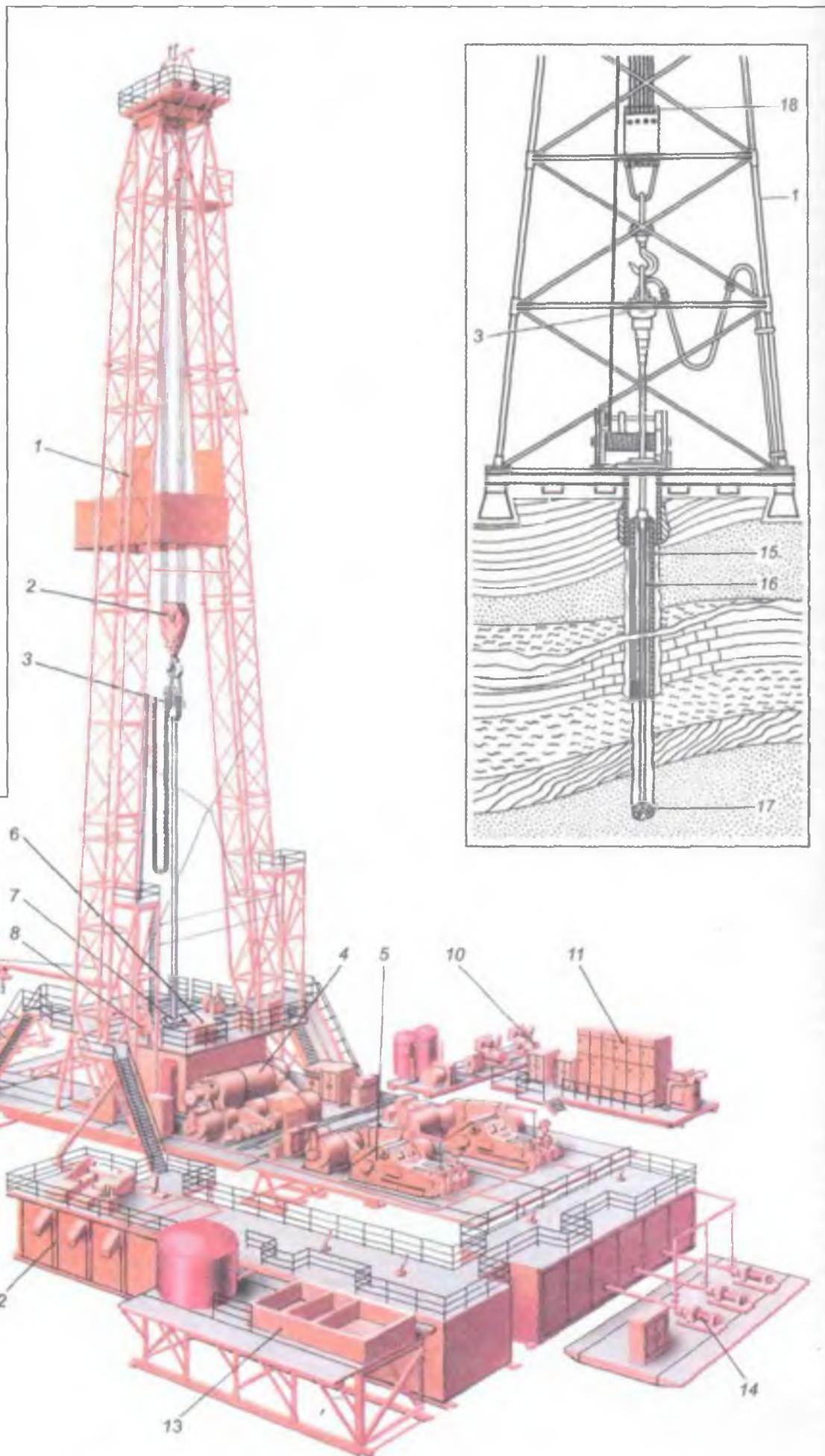
БУРОВАЯ УСТАНОВКА — комплекс расположенных на поверхности машин, агрегатов, механизмов и сооружений, предназначенных для бурения и крепления скважин.

В комплект Б. у. входят (рис.): буровые сооружения (*буровая вышка*, основания, укрытия); оборудование для спуска и подъема инструмента (*буровая лебедка с талевой системой*); оборудование для работы с жидкими, газожидкостными и газообразными очистными агентами (*буровые насосы*, компрессоры, резервуары, машины и механизмы для приготовления, очистки и обработки буровых агентов, трубопроводы, шланг и *вертлюг*); *буровой инструмент* и оборудование для его вращения и механизации снускоподъемных операций (*буровые роторы*, ключи, клиновые захваты, элеваторы, спайдеры); энергетич. оборудование; система управления Б. у.; *контрольно-измерительная система*.

Б. у. монтируются на стационарные основания, на самоходные (автомшины, тракторы, буровые суда) и несамоходные (салазочные рамы, прицепы, самоподъемные и полупогружные морские платформы) транспортные средства.

БУРОВОЕ ДОЛОТО, см. в ст. *Породоразрушающий инструмент*.

БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ — общее название механизмов и приспособлений, применяемых при бурении шпуров, скважин и ликвидации аварий, возникающих в



Буровая установка: 1 — вышка; 2 — кран-блок; 3 — вертлюг; 4 — буровая лебедка с коробкой передач; 5 — буровой насос с электроприводом; 6 — вспомогательная лебедка; 7 — ротор; 8 — пневмоключ; 9 — приемные мостки; 10 — пневмокомпрессор; 11 — электрораспределительное устройство; 12 — циркуляционная система; 13 — блок приготовления раствора; 14 — опорный насос; 15, 16 — обсадные и бурильные трубы; 17 — долото; 18 — талевая система.

скважине. По назначению выделяют Б. и. технологич., вспомогательный, аварийный и спец. В зависимости от области применения (бурение взрывных, геолого-разведочных, нефтяных или *газовых скважин*), способа и диаметра бурения номенклатура и конструктивные особенности Б. и. в каждой группе имеют специфич. особенности.

Технологический Б.и. применяют для произ-ва работ, связанных непосредственно с процессом бурения скважин. В него входит *породоразрушающий инструмент*, предназначенный для механич. (контактного) разрушения горн. пород на забое с целью образования шпура, скважины или выбуривания и отбора *керн*, а также *расширители*, калибраторы и др. для разрушения стенок скважины с целью придания ей требуемого диаметра и поперечного сечения. Кроме того, породоразрушающий Б. и. применяют для проведения спец. работ в скважине (напр., разбуривания цементных мостов, металлич. башмаков, остатков труб и т.д.). К технологич. Б. и. относится также инструмент, предназначенный для механич. и гидравлич. связи породоразрушающего инструмента с наземным буровым оборудованием, спускоподъемных операций, замены породоразрушающего инструмента и обеспечения его работы на забое. При бурении скважин на нефть и газ это – *бурильные трубы* (ведущие, утяжеленные), центраторы и др. элементы *бурильной колонны*; геолого-разведочных скважин – также колонковые трубы для размещения керн и устройства отрыва керн от забоя; при бурении взрывных шпуров или скважин – буровой став, состоящий из одной или нескольких буровых штанг. В геолого-разведочном бурении набор технологич. инструментов, соединенных в определенной последовательности, наз. буровым снарядом.

Вспомогательный Б.и. (ключи, зеваторы, спайдеры, клиновые захваты и др.) предназначен для сборки и разборки (свинчивания и развинчивания) буровых колонн, а также подтаскивания, подъема, спуска и удержания на весу или на столе ротора элементов бурильной колонны, штанг и обсадных труб.

Б.и. для ликвидации аварий (метчики, колокола, труболовки, труборезки, фрезеры, торпеды, домкраты и др.) применяют также при возникновении осложнений (потеря породоразрушающего инструмента, отрыв или прихват буровой колонны, прихват или снятие обсадных труб и т.д.) в процессе бурения скважин.

Специальный Б.и. служит для ориентации технологич. инструмента в стволе скважины с целью осуществления ее бурения в заданном направлении и включает отклонители разл. конструкций (турбинные, шпindelь-отклонители, уипстки, стабилизаторы и т.д.) и средства ориентировки скважины.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

БУРОВОЙ НАСОС – гидравлич. машина для нагнетания промывочной жидкости в

буровую скважину. Состоит из гидравлич. и приводной частей.

Гидравлич. часть состоит из двух или трех гидравлич. коробок (в зависимости от числа рабочих цилиндров насоса), к-рые объединены всасывающим и нагнетательным коллекторами. Рабочие органы Б.и. (цилиндропоршневая пара, клапаны, шток) обладают повыш. абразивно-коррозионной стойкостью. Привод Б.и. осуществляется в осн. от электрич. двигателей (подробно см. в ст. *Электропривод бурового насоса*) или двигателей внутр. сгорания.

В России Б.и. для глубокого бурения выпускаются 2-поршневые двойного действия и 3-поршневые одностороннего действия мощностью от 190 до 1180 кВт.

БУРОВОЙ РАСТВОР – сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных, аэрированных жидкостей, применяемых для *промывки скважин* в процессе бурения.

Осн. функции Б.р.: очистка забоя от выбуренной породы, удаление породы из скважины и удержание ее во взвешенном состоянии при остановках циркуляции, создание противодавления на стенки скважины и образования изолирующей фильтрационной корки, смазочно-охлаждающее и антикоррозионное действия, вращение *забойных двигателей*.

Кроме того, Б.р. обеспечивает в скважине: активизацию процесса разрушения горн. пород долотом на забое; предотвращение осыпей и обвалов неустойчивых стенок; проведение геофизич. измерений; качеств. вскрытие *коллекторов* продуктивных пластов, предотвращающее их загрязнение и снижение продуктивности.

Гл. требования, предъявляемые к Б.р., – поддержание и регулирование агрегативной и кинетич. устойчивости системы в широком диапазоне темп-р и минерализации, в значительной степени определяющей ее технич. важные показатели (плотность, реологич., фильтрационные, смазочные, антикоррозионные и др. свойства). Определенные требования предъявляются к составу Б.р., его инертности по отношению к проходным породам, щелочности, электропроводности и т.п.

Эффективность применения зависит от их свойств, к к-рым относятся плотность, вязкость, водоотдача, статич. напряжение сдвига и др. Плотность Б.р. составляет 900–2500 кг/м³. Условная вязкость определяется временем истечения заданного объема Б.р. из стандартной воронки; эффективная вязкость отражает соотношение между касательными напряжениями в потоке и действующим градиентом скорости (в ср. 600 с⁻¹) и составляет 1–100 сП. Предельное статич. напряжение сдвига (напряжение, необходимое для разрушения структуры раствора и начала его течения) изменяется от 0 до 20 Па. Водоотдача Б.р. характеризуется объемом фильтрата (от 2 до 10 см³), отделившегося из раствора через стандартную фильтрующую поверхность при перепаде давления на ~100 кПа в

течение 30 мин. Толщина осадка на фильтре (фильтрационной корки), образующегося при определении водоотдачи, изменяется в пределах 1–5 мм. Содержимое твердой фазы в Б.р. характеризует концентрацию глины (13–15%) и утяжелителя (20–60%).

Регулирование свойств Б.р. производится путем его химич. обработки спец. материалами и химич. реагентами, к-рые по своему назначению подразделяются на след. группы: понизители водоотдачи (уменьшают увлажнение, набухание и потерю устойчивости горн. пород) – гуматы и торфощелочной реагент; конденсированные лигносульфонаты, эфиры целлюлозы, крахмальные реагенты, акриловые полимеры: понизители вязкости (регулируют реологич. свойства Б.р.) – модифициров. лигносульфонаты, окисленный лигнин, фосфоновые комплексоны, фосфаты и хроматы; ингибиторы набухания глин (подавляя процесс набухания) – гидроксид кальция, хлористые кальций и калий, гипс, жидкое стекло, *гликоли*; смазочные добавки (понижают коэф. трения Б.р.) – графит, окисленный петралатум, сульфиров. рыбий жир; структурообразователи – бентонит, палыгорскит, асбест, полисахариды, органо-бентонит; пеногасители (понижают вспенивание Б.р.) – стеарат алюминия, триксан, резиновая и полиэтиленовая крошка, полиметилсилоксаны; эмульгаторы (вещества, способствующие образованию эмульсий и придающие им устойчивость) – эмультал, мыла жирных кислот; регуляторы pH: – каустич. и кальциниров. сода; утяжелители (химич. инертные малоабразивные тяжелые минералы, увеличивающие плотность Б.р.) – барит, гематит, сидерит, мел.

Б.р. готовят на водной и углеводородной основах. Из Б.р. на водной основе наиболее распространены т.н. глинистые растворы, где в качестве структурообразователей пресной воды применяют высококоллаидальные бентониты, а в минерализов. средах – минералы палыгорскит или асбест.

При бурении скважин в интервалах, представленных устойчивыми породами, не имеющих *аномально высоких пластовых давлений* или *аномально низких пластовых давлений*, наибольшее распространение получили т.н. полимерглинистые недиспергирующие растворы с низким содержанием твердой фазы. Осн. компоненты таких Б.р. – высокосортный бентонит (3–5%), низкомолекулярный акриловый полимер (гипан, метас, М-14) – понизитель водоотдачи (0,2%) и высокомолекулярный полиакриламид (0,02–0,05%) – флокулянт (органич. вещество, вызывающее в жидких коллоидно-дисперсных системах образование из мелких частиц дисперсной фазы хлопьевидных агрегатов). Такой раствор, благодаря оптимальным реологич. и фильтрационным свойствам, обеспечивает высокую механич. скорость бурения и проходку на долото при миним. расходах материалов и химич. реагентов.

При наличии в геологич. разрезе горн. пород, склонных к осыням и обвалам, широкое использование получили ингибирующие растворы, способные подавлять набухание неустойчивых глинистых пород и стабилизировать стенки скважины. Наибольшее распространение из них получили кальциевые и калиевые растворы.

Кальциевые ингибирующие растворы подразделяются на известковые, гипсовые и хлоркальциевые. Первые наиболее эффективны при бурении в пластичных набухающих глинах, когда забойные температуры не превышают 100 °С, вторые применяют в аналогичных условиях при температурах до 150 °С. Хлоркальциевые, а особенно хлоркалийевые растворы наиболее эффективны при бурении в слабонабухающих аргиллитах.

Осп. реагентами-понижителями водоотдачи ингибирующих растворов являются эфиры целлюлозы КМЦ (до 1%) и конденсиров. лигносульфонат КССБ (до 2%), а понижителями вязкости (0,5–1%) – модифициров. лигносульфонаты (окзил и ФХЛС).

Ингибиторами набухания глин в указанных растворах являются известь (0,5–1%), гипс (1%), хлористый кальций (1–1,5%) и хлористый калий (3–6%).

При бурении хомогенных пород (галит, сильвинит, бишофит и др.) происходит их растворение в водной фазе глинистых растворов с образованием на стенках скважины мощных каверн, способных вызвать осложнения при бурении и особенно при *креплении скважин*. Кроме того, насыщение Б. р. солями (NaCl, KCl, MgCl₂) затрудняет регулирование его свойств из-за коагуляции глинистой фазы раствора. В подобных условиях применяют т. н. соленасыщенные (до вскрытия солей в разрезе) стабилизирующие растворы. В качестве регулятора водоотдачи наиболее эффективны крахмальные реагенты (до 2%) в сочетании с КМЦ (до 1%). Глинистая фаза такого Б. р. представлена палыгорскитом, к-рый, в отличие от бентонита, хорошо набухает в минерализов. среде.

Когда в хомогенной толще имеются пласты хлоридов магния и калия (бишофит, карналлит), водная фаза Б. р. насыщается указанной солью. Регулирование реологич. свойств таких систем осуществляется добавками окиси кальция и щелочи, образующими т. н. гидрогели магния, водоотдача к-рых снижается крахмалом.

На свойства соленасыщенных и минерализов. Б. р. большое влияние оказывает темп-ра. До темп-ры 100–150 °С для растворов, насыщенных хлоридом натрия, достаточно эффективными понижителями водоотдачи являются крахмал и КМЦ. При темп-рах св. 150 °С для стабилизации Б. р. используют акриловые полимеры (гипан, мегас, М-14). Сложнее стабилизировать Б. р. в условиях полиминеральной агрессии (хлориды кальция, магния): до темп-р 120–150 °С наиболее эффективны смешанные эфиры целлю-

лозы, при более высоких темп-рах (до 200 °С) самым эффективным понизителем водоотдачи являются сульфиров. полиакрилаты. В этих же условиях достаточно эффективны Б. р. на нефтяной основе.

Спец. требования предъявляют к Б. р. на водной основе для первичного вскрытия продуктивного пласта, особенно при низкой проницаемости коллекторов (менее 30 мД).

Для предотвращения *кольматации* пласта в составе твердой фазы Б. р. кол-во частиц размером < 1 мм не должно превышать 2–3%. При этом фильтрат Б. р. не должен содержать веществ, вступающих во взаимодействие с пластовым флюидом с образованием плотных осадков; в Б. р. не должно быть реагентов, образующих на поверхности каналов коллектора адсорбционные пленки, гидрофилизующие поры коллектора и снижающие скорость фильтрации нефти из пласта в скважине; твердая фаза Б. р. должна быть кислоторастворимой и образовывать на стенке продуктивного пласта фильтрационную корку, препятствующую глубокой *кольматации* пор коллектора.

Перечисленным требованиям отвечает безглинистый Б. р., в кром осн. структурообразователем является биополимер (0,1–0,3%), понизителем водоотдачи – крахмал (0,5–1%) и КМЦ (0,5%), гидрофобизатором – хлорид калия и *поверхностно-активные вещества*, сводообразующим материалом (кислоторастворимым) – мел, мраморная крошка, сидерит (в зависимости от требуемой плотности Б. р.). Такой Б. р. имеет низкий показатель водоотдачи (3–5 см³) и псевдопластич. реологич. показатели (увеличение эффективной вязкости при снижении градиента сдвига). Так, при макс. градиенте сдвига более 1000 с⁻¹ вязкость Б. р. близка к вязкости воды (1 сП) в зоне работы долота, а при скорости сдвига 100 с⁻¹ (в затрубье) эффективная вязкость возрастает на неск. порядков. Такие свойства Б. р. особенно благоприятны при вскрытии продуктивного пласта горизонтальным стволом, исключают дюнообразование и возможные осложнения при бурении.

Важно отметить, что полисахаридные реагенты (биополимер, крахмал, КМЦ) склонны к биологич. разложению, способствующему самоочищению коллектора и повышению нефтеотдачи из пласта.

Б. р. на углеводородной основе отличаются высокой термосолестойкостью (до 220–250 °С), миним. негативным воздействием на *коллекторские свойства* продуктивных пластов и неустойчивых глинистых пород, склонных к набуханию в воде, осыням и обвалам.

На практике получили распространение две системы Б. р. на углеводородной основе: известково-битумный раствор и инвертные (обратные) эмульсии.

Известково-битумный Б. р. отличается миним. содержанием водной фазы (2–10%) и используется преим. при вскры-

тии продуктивных пластов, содержащих сероводород, а также для отбора *керна* с целью оценки «захороненной» в ней воды. В качестве дисперсионной среды используют в осн. дизельное топливо, а структурообразователями являются спец. высокоокисленный битум и известь (соответственно 5 и 10%). При попадании в раствор небольших кол-в воды для ее эмульгирования применяют эмультал. Плотность раствора регулируется добавками утяжелителя – специально гидрофобизиров. барита. Такие растворы характеризуются чрезвычайно низкими показателями фильтрации (0–2 см³) и сравнительно высокими значениями условной вязкости (до 80–100 с) при миним. показателях статич. напряжения сдвига (0–20 мг/см²). Существенный недостаток таких Б. р. – сложность их приготовления (длительное диспергирование битума в дизельном топливе).

Инвертные эмульсии являются более простыми и экономичными и выполняют аналогичные с известково-битумными растворами функции при бурении и заканчивании скважины. Дисперсионной средой является углеводородная фаза (дизельное топливо, нефть и т. п.), а внутр. дисперсной фазой – водный раствор соли (преим. хлористый кальций). Для эмульгирования воды в дизельном топливе используют спец. эмульгаторы (эмультал, мыла жирных кислот и др.), а структурообразователем системы наряду с водой являются органич. продукты (окисленный петролатум) или спец. органophilный бентонит. Соотношение углеводородной и водной фаз эмульсии изменяется в диапазоне 80:20 до 30:70 и зависит от величины температурных изменений в скважине. Концентрация эмульгатора не превышает 2%, а структурообразователя 2–5%. За рубежом в состав эмульсий при высоких темп-рах (до 200 °С) входит также регулятор фильтрации – органophilный гумат. В России эту функцию до темп-р 100–120 °С выполняет окисленный петролатум, а при темп-рах до 150–170 °С – органophilный бентонит (при более высоких темп-рах применяют известково-битумный раствор). Фильтрат инвертных эмульсий представлен только дизельным топливом, и величина фильтрации не превышает 3–5 см³. Реологич. показатели эмульсии, в первую очередь, зависят от соотношения фаз. При увеличении концентрации воды вязкость увеличивается, при снижении – уменьшается. Когда концентрация углеводородной фазы превышает 60–70%, вязкость эмульсии регулируется добавками органобентонита. Несмотря на отсутствие прямого контакта воды с неустойчивыми глинистыми породами, для исключения ее осмотич. притоков концентрация соли в водной фазе эмульсии должна быть максимальной (до полного насыщения). Использование Б. р. на углеводородной основе позволяет существенно повысить приток нефти из продуктивных пластов, свести к миним. осложнению из-за осы-

пей и обвалов неустойчивых стенок скважины.

Одной из проблем применения таких буровых растворов является охрана окружающей среды. Необходим строгий контроль за возможным разливом раствора, за использованием в составе Б. р. реагентов и материалов с миним. токсичностью и т. п.

Контроль качества Б. р. при приготовлении и в процессе бурения осуществляется систематич. измерением его осн. параметров (плотность, вязкость, статич. и динамич. напряжение сдвига, фильтрация).

Приготовление, химич. обработка и очистка Б. р. производятся непосредственно на буровых, в стандартной циркуляционной системе, включающей: парк емкостей для циркуляции, хранения Б. р. и жидких химич. реагентов; механич. и гидравлич. перемешивающие устройства; вибрационные сита для грубой (размер частиц > 1000 мкм), гидроциклоны для средней (> 90 мкм), центрифуга для тонкой (40 мкм) очистки Б. р.; дегазатор для удаления газа из Б. р. при газопроявлениях.

Затраты на работы по приготовлению и регулированию свойств Б. р. составляют ок. 5–10% от всех капитальных затрат на строительство скважины.

М. И. Линкес.

БУРОВОЙ РОТОР – осн. механизм буровой установки. Предназначен для выполнения след. операций: вращения поступательно движущейся буровой колонны в процессе проходки скважины роторным способом; восприятия реактивного крутящего момента и обеспечения продольной подачи буровой колонны при использовании забойных двигателей; удержания буровой или обсадной колонны над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях; проворачивания инструмента при ловильных работах и др. осложнениях в процессах бурения и крепления скважины.

По конструктивной схеме Б. р. напоминает конич. редуктор, ведомый вал которого выполнен в виде вертикального полого цилиндра.

Б. р. различаются по диаметру проходного отверстия (460–1260 мм), мощности (200–600 кВт) и допускаемой статич. нагрузке на стол ротора (2700–8000 кН). По конструктивному исполнению Б. р. делятся на неподвижные и перемещающиеся возвратно-поступательно относительно устья скважины в вертикальном направлении. Последние получили собств. наименование – система верх. привода (СВП). В нек-рых конструкциях их совмещают в моноблок с вертлюгом, т. е. силовой вертлюг.

Привод Б. р. осуществляется посредством цепных, карданных и зубчатых передач от буровой лебедки, коробки перемены передач либо индивидуального привода. В случае с СВП приводом являются индивидуальный электродвигатель переменного или постоянного тока либо гидромотор.

Б. р. поставляются в двух исполнениях: с пневматич. клиновым захватом (пневматич. клиновой раскрепитель) для удержания труб и без него.

К. И. Джафаров.

БУРОВОЙ СНАРЯД, см. в ст. *Буровой инструмент*.

БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ – используется при бурении в осн. для предотвращения смешения бурового раствора и тампонажного материала, а также для очистки стенок скважины. Б. ж. поддерживает при изменении состава среды определенное значение водородного показателя или окислительно-восстановительного потенциала.

Различают след. основные виды Б. ж.: вода; утяжеленные жидкости на солевой или полимерной основе; растворы кислот (напр., соляной); комбиниров. жидкости; аэрированные, эрозионные и незамерзающие жидкости; жидкости с низкой водоотдачей; вязкоупругие разделители; нефть и нефтепродукты. Выбор Б. ж. зависит от ее совместимости с конкретным буровым и тампонажным растворами. Смешение Б. ж. с буровым раствором не должно существенно изменять реологич. параметры этой смеси, при этом значения вязкости и плотности Б. ж. должны превышать аналогичные параметры вытесняемой жидкости.

Б. ж. эффективно вытесняют буровые растворы в скважине, смывают остатки буровых растворов со стенок скважины, каверн и желобов, предотвращают загустевание буровых и тампонажных растворов, повышают адгезию (слипание) цементного камня к стенкам скважины и обсадной трубы, предупреждают коррозию последних.

А. А. Ключев.

БУФЕРНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА – объем газа, остающийся в подземном хранилище газа (ПХГ) к концу отбора активного объема газа. Он выполняет роль носителя энергии, необходимой для подачи активного объема газа потребителям, и противодействует обводнению эксплуатационных скважин. Б. о. г. в подземном хранилище зависит от глубины залегания, физико-геологич. параметров и толщины пласта-коллектора, а также от технологического режима эксплуатации скважины.

Величину Б. о. г. ориентировочно можно определить по формуле:

$$V_G = V_{пор} \frac{P_{мин} \cdot T_{ст}}{Z \cdot P_{ст} \cdot T},$$

где V_G – буферный объем газа, м³; $P_{мин}$ – ср. давление в газовой залежи в конце отбора, МПа; Z – коэф. сжимаемости газа, соответствующий этим условиям; $V_{пор}$ – объем порового пространства, м³; $P_{ст}$ и $T_{ст}$ – соответственно давление и темп-ра при стандартных условиях.

Более строго при изменении порового пространства, занятого газом в процессе работы хранилища и с учетом воронки давления в пласте, величину Б. о. г. можно уточнить на основании газодинамич. расчетов с использованием математич. моделирования. *

При хранении газа в водоносных пластах диапазон изменения Б. о. г. ограничен из-за жесткой связи миним. давления с максим. давлением при закачке газа.

При создании ПХГ в истощенных газовых месторождениях, эксплуатирующихся в условиях газового режима, имеется возможность широкой вариации Б. о. г., т. к. он образуется за счет остаточных запасов газа и закачки его дополнительного объема.

Б. о. г. определяет давление в хранилище, производительность и число эксплуатационных скважин, а также мощность компрессорной станции. На основании оптимизации затрат в эти составляющие определяется Б. о. г.

В большинстве хранилищ отношение активного объема газа к Б. о. г. равно 1. Однако имеются хранилища, где из-за низкого пластового давления и относительно большой величины объема ловушки отношение гораздо меньше 1.

Доля Б. о. г. в полном объеме газа в подземных хранилищах составляет (в %): в водоносных пластах 40–50; в истощенных газовых м-ниях 30–50, в искусств. пустотах 10–20. С. И. Трезуб.

БЫТОВЫЕ ОТХОДЫ, коммунальные отходы, – твердые (в т. ч. и осадок сточных вод) отбросы, не утилизируемые в быту, образующиеся в результате амортизации предметов быта и самой жизни людей.

Образование и накопление твердых Б. о. на объектах газовой отрасли обусловлено тем, что на балансе предприятий находятся вахтовые поселки по обслуживанию произ-ва, компрессорные станции, а также населенные пункты, образовавшиеся и развивавшиеся в результате деятельности объектов отрасли. Помимо жилья, каждое такое поселение имеет сформировавшуюся инфраструктуру из объектов общественно-культурного назначения, медицинского, бытового обслуживания, что, в свою очередь, приводит к генерированию дополнительных отходов. Причем накопление значительных кол-в Б. о., как правило, сопровождается их неквалифициров. складированием в непосредств. близости от поселений. Более 90% всей массы генерированных предприятиями отходов относится к категории инертных отходов произ-ва и Б. о.

Б. о. состоят из органич. и неорганич. компонентов. Осн. характеристиками Б. о. являются их фракционный, морфологич. и химич. составы, ср. плотность (табл. см. на стр. 40).

Б. о. могут быть частично утилизированы, частично складированы. Осн. методами переработки и обезвреживания твердых Б. о. являются: складирование на санитарные и пром. полигоны (свалки); метод биотермич. переработки отходов в компост; термич. методы переработки (подробно см. в ст. *Переработка отходов*).

Простейшими и наиболее распространенными сооружениями по обезвреживанию твердых Б. о. являются полигоны, где отходы складировуют на грунт с последующим их уплотнением. Это по-

Таблица. Элементный состав твердых бытовых отходов

Компоненты	Массовая доля, %							Выход летучих продуктов, %
	C	H	O	N	S	Зола	H ₂ O	
Бумага	27,7	3,7	28,3	0,16	0,14	15	25	79
Пищевые отходы	12,6	1,8	8	0,95	0,15	4,5	72	65,2
Текстиль	40,4	4,9	23,2	3,4	0,1	8	20	84,3
Древесина	40,5	4,8	33,8	0,1	—	0,8	20	67,9
Отсев	13,9	1,9	14,1	—	0,1	50	20	34
Пластмасса	55,1	7,6	17,5	0,9	0,3	10,6	8	79
Шлак	25,2	0,45	0,7	—	0,45	63,2	10	2,7
Кожа, резина	65	5	12,6	0,2	0,6	11,6	5	49
Стекло, металл, камни	—	—	—	—	—	100	—	—
Прочее	47	5,3	27,7	0,1	0,2	11,7	8	60,2

звояет увеличить нагрузку отходов на единицу площади сооружений, тем самым обеспечивая экономное использование земельных участков. После закрытия полигонов поверхность земли рекультивируют для последующего использования.

При биотермической переработке отходов в компост из них

предварительно извлекают утильные компоненты (лом черных и цветных металлов, стекло, пластмассы, бумагу, текстиль), являющиеся вторичным сырьем в пром-сти. Распространение получили заводы, работающие по технологии аэробного биотермич. компостирования, при к-ром твердые Б. о. вступают в естеств. круговорот веществ в природе, обезвре-

живаются и превращаются в компост (ценное органич. удобрение, используемое для городского озеленения) или в биотопливо (для теплиц). Компост представляет собой рыхлый продукт с запахом земли, в к-ром содержится (в %): азот до 1, фосфор 0,6, калий 0,3, кальция 2,5 и органич. вещества 60. В процессе переработки создаются условия, губительно действующие на большинство болезнетворных микроорганизмов. Технологич. процесс происходит в сложных металлоемких установках — ферментаторах (биобарабанах, биобашиях). Срок переработки отходов 2–4 сут.

Применяют также полевое компостирование твердых Б. о. как наиболее простой и дешевый метод обезвреживания и переработки. Переработка твердых Б. о. происходит на площадках полевого компостирования в открытых штабелях. При этом срок переработки отходов составляет неск. месяцев, площадь сооружений по сравнению с заводской переработкой увеличивается.

Целесообразность использования того или иного варианта обезвреживания и переработки твердых Б. о. зависит от состава и свойств отходов в регионе, потребности в тепловой энергии или удобрениях, климатич. условий, санитарно-эпидемиологич. обстановки, численности обслуживаемого населения и др. факторов.

Я. В. Малич.

В

ВАРАНДЕЙ-АДЗЬВИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН, см. в ст. *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*.

ВАСИЛКОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – расположено в Пенецком авт. округе, в 60 км к С.-В. от г. Нарьян-Мар. Входит в *Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1970. Введено в разработку в 1975.

М-ние находится в пределах Денисовской впадинки и приурочено к вытянутой в сев.-зап. направлении брахиантиклинальной складке размером 19×6 км и амплитудой 150 м.

В разрезе м-ния выявлено 8 газоконденсатных залежей, 7 из которых в терригенных отложениях ниж. триаса, верх. перми и кунгурского яруса ниж. перми на глубине 1461–1859 м (пласты Т₁, Р-IX, Р-VII, Р-V-VI, Р-IV, Р-III, Р-II). Продуктивные пласты имеют газонасыщенную толщину 3,6–13 м, пористость 15,1–20%, газонасыщенность 0,41–0,65, пластовое давление 14,3–18,8 МПа. Содержание конденсата в газе 38,9 г/м³.

Осн. запасы газа (78,6%) приурочены к карбонатным отложениям ниж. перми – карбона, залегающим на глуб. 2248–2410 м, имеющим газонасыщенную толщину 26,3 м, пористость 18,5%, газонасыщенность 0,9, начальное пластовое давление 25,8 МПа. Содержание конденсата в газе 55,8 г/м³. *Пластовый газ* терригенных продуктивных отложений преим. метановый; содержание гомологов метана 2,42%, конденсата 38,9 г/м³. В карбонатных отложениях ниж. перми – карбона газ содержит сероводород 0,07%, гомологи метана 2,62%, конденсат 55,8 г/м³. В разработке находится залежь пластов Р-V-VI казанского яруса.

На нач. 2002 запасы газа категорий А+В+С₁ составили 78,0 млрд. м³, категории С₂ – 8,5 млрд. м³. Накопленная добыча равна 1,7 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

ВАСЮГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция*.

ВВОД, см. в ст. *Газораспределительная сеть*.

ВВОДНЫЙ ГАЗОПРОВОД, см. в ст. *Газораспределительная сеть*.

ВЕРТИКАЛЬНОЕ СЕЙСМИЧЕСКОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ, см. в ст. *Скважинная сейсморазведка*.

ВЕРТЛЮГ – шарнирное соединительное звено двух механизмов, обеспечивающее их относительные повороты. Находится между гибким буровым шлангом

и вращающейся буровой колонной, совершающей возвратно-поступательные перемещения в процессе бурения и спускоподъемных операций. В. предназначен для подвода *бурового раствора* во вращающуюся буровую колонну. В процессе эксплуатации В. испытывает статич. осевые нагрузки от веса *буровой колонны* и динамич. нагрузки, создаваемые продольными колебаниями долота и пульсацией промывочного агента.

ВЕРХНЕЧОНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Иркутской обл., в 250 км к С. от г. Киренск. Открыто в 1978.

На м-нии нефтегазоносны терригенные отложения ниж. кембрия на глубинах 1320–1615 м (осинский, преобразованный, верхнечонский горизонты). Эффективные толщины пластов 3,3–11,5 м, пористость 8–13%, начальное пластовое давление 15,1–15,8 МПа. Наиболее крупная газоконденсатная залежь связана с осинским горизонтом на глуб. 1320 м, эффективная толщина 11,5 м, пористость коллекторов 8–10%, начальное пластовое давление 15,1 МПа, содержание конденсата в газе 43,6 г/м³.

На начало 2002 запасы газа по категории А+В+С₁ составили 11,7 млрд. м³, С₂ – 83,8 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению. В. И. Старосельский.

ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ ГАЗОВ, совместимость газов, – замена газа одного состава на другой, при которой характеристики процесса горения при неизменных конструктивных и аэродинамич. параметрах сжигающего устройства должны оставаться прежними.

Эффективность газовой аппаратуры в сильной степени зависит от свойств природного газа. При изменении его состава могут существенно изменяться характеристики процесса горения. Работа горелочных устройств, работающих на природном газе, *теплота сгорания* и плотность к-рого отличаются от расчетных, приводит к изменению тепловой мощности горелки, резким колебаниям температуры пламени, появлению продуктов неполного сгорания (или к чрезмерному увеличению *коэффициента избытка воздуха*), а также потере устойчивости горения – отрыву или проскоку пламени.

Если при продаже природного газа поставка его покупателю измеряется в единицах объема, то цена назначается из условия постоянства теплоты сгорания (преим. низшей) независимо от изменений в поставках или источнике газа. Если расчеты за поставку газа осуществляются по его теплоте сгорания, эта не-

обходимость отпадает. Поэтому условие идентичности теплоты сгорания не входит в понятие технич. В. г., но часто является желательным для обеспечения коммерч. взаимозаменяемости двух или более газов. Напр., для выполнения др. критериев В. г. может оказаться необходимым поставлять газ с более высокой теплотой сгорания. Однако, если в контракте не оговорена возможность повышения цен на газ по объему при подобных обстоятельствах, поставщик может отказаться от выполнения такого требования.

Постоянство теплоты сгорания газа само по себе не гарантирует постоянного выхода потенциальной теплоты через горелку. Поток газа через трубу, сопло или вентиль заданных размеров зависит от разности давлений, вязкости (слабая зависимость) и плотности. Если первые две величины постоянны, расход газа обратно пропорционален корню квадратному из плотности. Для того чтобы поток тепловой энергии через данное горелочное устройство, предположительно имеющее *регулятор давления*, оставался постоянным, должен оставаться постоянным некоторый физико-технич. критерий взаимозаменяемости (совместимости). В качестве такого критерия принято *Воббе число* (W_o).

Физич. смысл W_o применительно к *газорелочным устройствам* – уд. теплопроизводительность горелочного устройства неизменных конструктивных размеров ($f \cdot \mu = \text{const}$, где f – проходное сечение для природного газа, м²; μ – коэф. расхода газового сопла) при постоянном режиме эксплуатации ($\Delta P_{\text{г}}/\rho_{\text{в}} = \text{const}$, где $\Delta P_{\text{г}}$ – избыточное давление природного газа перед соплом; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, кг/м³). Условие перехода с одного природного газа на другой – *постоянство* тепловой мощности горелочного устройства ($P_{\text{г1}} = P_{\text{г2}} = \text{const}$, Дж/ч) и неизменность расхода воздуха через него ($V_{\text{в}} = \text{idem}$).

Доля природного газа в топливно-воздушной смеси невелика (ок. 10%), поэтому пересчету подлежит только газовый тракт. Расход заменяющего природного газа (м³/ч) определяется по выражению:

$$V_{\text{г2}} = V_{\text{г1}} \frac{Q_{\text{г1}}}{Q_{\text{г2}}}$$

где $V_{\text{г1}}$ – расход заменяемого природного газа; $Q_{\text{г1}}$ и $Q_{\text{г2}}$ – теплота сгорания соответственно заменяемого и заменяющего природного газа.

Прходное сечение газового тракта (сопла) для заменяющего природного газа (m^2) определяется по формуле:

$$f_{i2} = \frac{f_{i1} Q_{g1}}{Q_{g2}} \sqrt{\frac{\rho_{r2} \Delta P_{r1}}{\rho_{r1} \Delta P_{r2}}}$$

где f_{r1} – проходное сечение газового тракта (сопла) для заменяемого природного газа, m^2 ; ρ_{r1} и ρ_{r2} – плотность заменяемого и заменяющего природного газа, $кг/м^3$; ΔP_{r1} и ΔP_{r2} – давление перед горелкой заменяемого и заменяющего природного газа, Па.

Выражение позволяет рассчитать разл. варианты подачи газа при замене его как за счет изменения проходного сечения газового сопла, так и за счет изменения давления газа перед горелкой.

При замене одного природного газа на другой изменяются границы области устойчивого горения. При проскоке пламени макс. значения критич. градиента скорости соответственно для водорода и метана 10 500 и 400 $с^{-1}$. При отрыве различие в их значениях гораздо значительнее. Эти факторы необходимо учитывать при пересчете конструктивных параметров горелочного устройства.

А. И. Плужников.

ВИЛЮЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Хатангско Вилюйская нефтегазодобывающая провинция.*

ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ – гидравлич. забойный двигатель объемного типа. Характеризуется: наличием винтовых рабочих камер (шлюзов), заполняемых жидкостью, к-рые периодически сообщаются с входом или выходом; изменением давления в камере при ее перемещении; несущей зависимостью усилий в рабочих органах от скорости движения жидкости.

Рабочим органом В.з.д. является винтовой героторный механизм – зубчатая косозубая пара внутр. циклоидального зацепления, состоящая из z_1 – заходного статора и z_2 – заходного ротора, между винтовыми поверхностями к-рых образуются рабочие камеры. Для создания в рабочих органах винтового двигателя камер, герметично отделенных от входа и выхода, необходимо, чтобы число зубьев z_1 наружного элемента (статора) было на единицу больше числа зубьев z_2 внутр. элемента (ротора) – ($z_1 = z_2 + 1$); профили зубьев статора и ротора были взаимогнбаемы и находились в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления; отношение шагов винтовых поверхностей статора T и ротора t составляло пропорцию $T:t = z_1:z_2$; длина рабочих органов L была не менее шага винтовой поверхности статора ($L \geq T$).

При циркуляции жидкости через рабочие органы В.з.д. ротор совершает планетарное движение внутри статора, и под действием перепада давления P создается крутящий момент на выходном валу двигателя.

Характеристики В.з.д. определяются кинематич. отношением рабочих органов

$i = z_2:z_1$, а кратность его действия (число циклов рабочего процесса за оборот ротора) равна числу заходов ротора z_2 .

По кратности действия В.з.д. делятся на многозаходные ($z_2 > 1$) и однозаходные ($z_2 = 1$). Влияние кинематич. отношения на выходные характеристики винтового двигателя представлено на рис. 1.

Рабочий объем В.з.д.:

$$V = z_2 TS,$$

где S – площадь живого сечения рабочих органов.

Крутящий момент В.з.д.:

$$M = \frac{PV\eta_{гм}}{2} \pi.$$

Частота вращения В.з.д.:

$$n = \frac{Q\eta_0}{V},$$

где $\eta_{гм}$ и η_0 – соответственно гидромеханич. и объемный кпд двигателя.

Разработка пром. образцов В.з.д. для бурения скважин относится к началу 1960-х гг. в США и СССР. Впервые многозаходный В.з.д. (рис. 2) был предложен в 1966 (М. Т. Гусман, С. С. Никомаров и др.). В России выпускаются В.з.д. с многозаходными рабочими органами.

Существуют три осн. модификации: для бурения вертикальных скважин (с наружным диам. от 127 до 240 мм), для горизонтального бурения и наклонно-направленного бурения (от 95 до 172 мм),

для ремонтно-восстановительных работ (от 42 до 108 мм).

Широкому применению винтовых двигателей способствуют: выгодные механич. и энергетич. характеристики и возможность их регулирования изменением кинематич. отношения рабочих органов; возможность использования широкого диапазона свойств промывочной жидкости с широким диапазоном свойств; миним. осевые и диаметральные габариты.

Эффективность бурения скважин В.з.д. определяется отношением его крутящего момента к частоте вращения M/n . Обладая высоким крутящим моментом при низкой частоте вращения и, как следствие, на порядок большим критерием M/n по сравнению с турбобурами, многозаходные винтовые двигатели являются наиболее эффективным приводом долога.

В наклонно-направленном и горизонтальном бурении применению винтовых двигателей способствуют миним. осевые габариты, а также взаимосвязь перепада давлений и крутящего момента, что позволяет использовать В.з.д. в качестве индикатора процесса бурения.

Малогабаритные винтовые двигатели применяют при разбуривании цементных мостов, песчаных пробок и др. работах при капитальном ремонте скважин, а также при бурении вторых стволов.

На кон. 20 в. объем бурения В.з.д. составил ок. 20% от общего объема бурения нефтяных и газовых скважин с использованием в качестве породоразрушающего инструмента прием. шарошечных до-

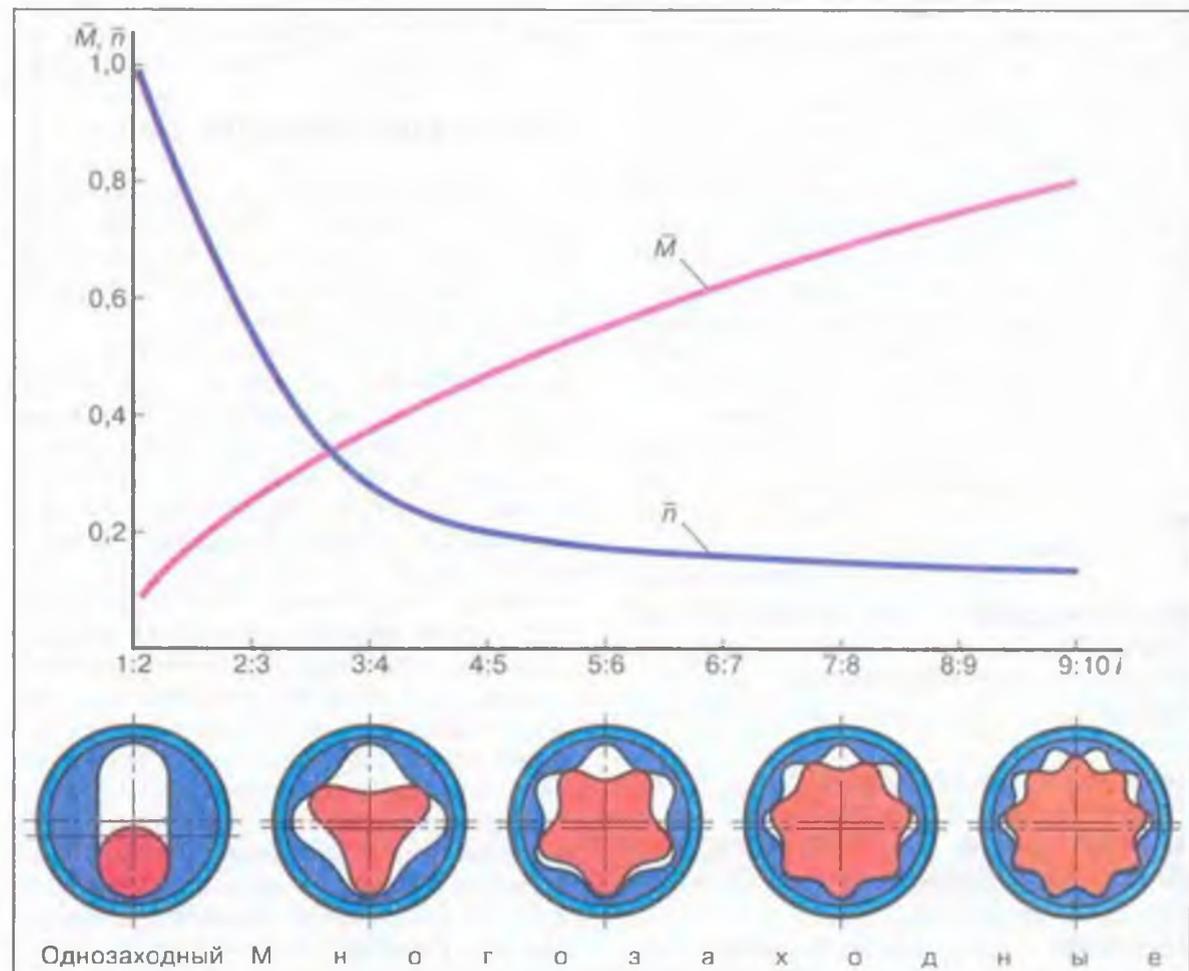


Рис. 1. Зависимость относительных крутящего момента M и частоты вращения n от кинематического отношения i рабочих органов винтового двигателя.

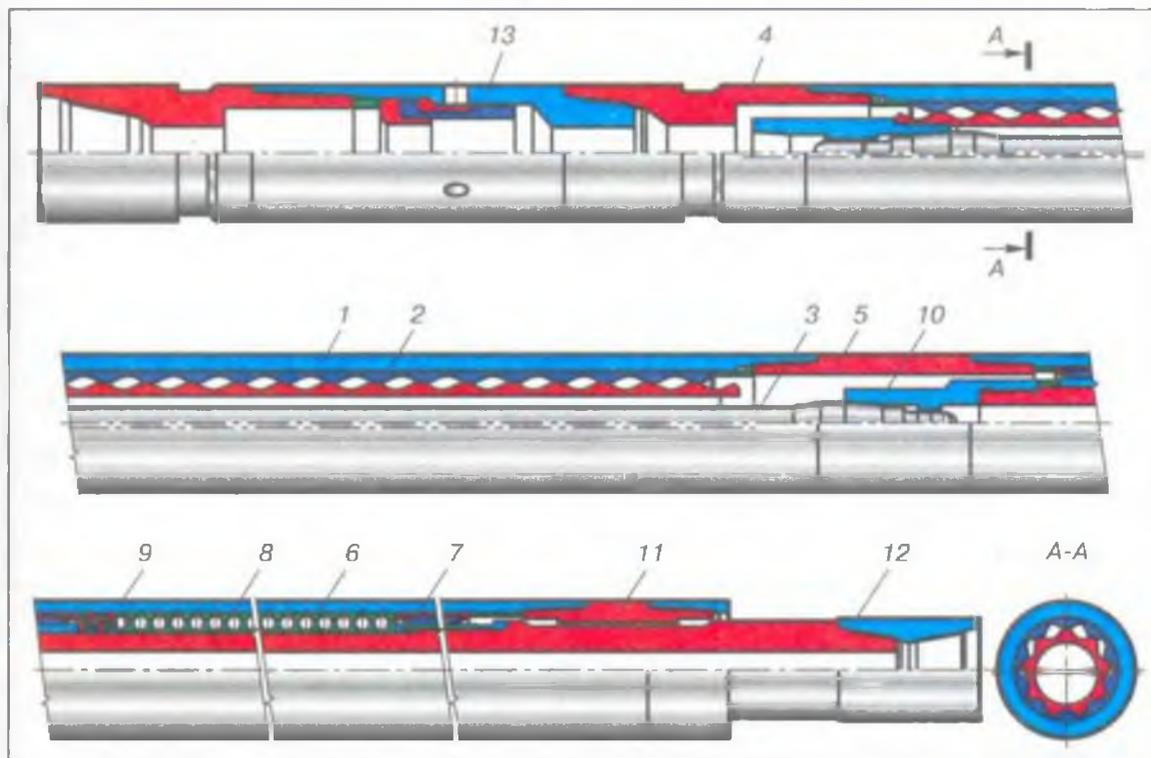


Рис. 2. Многозаходный винтовой забойный двигатель: 1 – статор; 2 – ротор; 3 – гибкий вал (торсион); 4, 5 – верхний и соединительный переводники; 6 – многорядная упорная шаровая опора; 7 – радиальный подшипник; 8 – вал шпинделя; 9 – корпус шпинделя; 10 – полумуфта вала; 11 – шпиндель; 12 – наддолотный переводник; 13 – переливной клапан.

лот. В горизонтальном бурении и ремонте скважин применяются исключительно В.з.д.

Развитие В.з.д. идет в направлении создания конструкций спец. назначения, усовершенствования технологии изготовления и оптимизации геометрии рабочих органов, повышения надежности и долговечности.

Лит.: Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.П., Винтовые забойные двигатели, М., 1999. Д.Ф. Балденко.

ВЛАГОЁМКОСТЬ газов – потенциальное содержание влаги в пластовых условиях, рассчитанное при определенных термобарич. условиях. В расчет принимается состав газа или фазовые соотношения пластовых смесей. По существу – это масса парообразной воды, содержащейся в единице объема газа ($г/м^3$).

Известно, что сероводород и углекислота хорошо растворимы не только в углеводородной жидкой фазе, но и в воде. Поэтому расчеты фазовых превращений пластовых смесей сероводородсодержащих м-ний должны проводиться с учетом присутствия *пластовой воды*, т.е. нужно рассматривать 3-фазную систему: газ – углеводородная жидкая фаза – пластовая вода.

ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ природного газа – отношение при заданных темп-ре и давлении массы водяных паров, содержащихся в газе, к объему этого газа, приведенного к определенным условиям. Это могут быть *стандартные условия* или *нормальные условия*. В. измеряется в $г/м^3$ или $кг/1000 м^3$ газа. Иногда (если это не следует из контекста) вместо $м^3$ используют запись стандартный $м^2$ (ст. $м^2$) или $лм^3$, подчеркивая тем самым приведение газа к определенным термобарич. условиям. В отечественной лит. обычно используется приведение объема газа к

стандартным условиям (давление 0,1 МПа и темп-ра 20 °С).

Связь между молярной долей воды в газе y и влагосодержанием W (для газовой фазы, приведенной к стандартным условиям и являющейся в этих условиях практически идеальным газом) определяется соотношением:

$$W \approx 750,34 \cdot y.$$

Для технологич. расчетов процессов газовой пром-сти представляет интерес определение В. газа, равновесного с к.-л. водной фазой: чистой или минерализованной водой; водными растворами *ингибиторов гидратообразования* (метанолом, изопропанолом, хлоридом кальция и др.) и абсорбентов (*гликолями*, аминами), а также со льдом и *газовыми гидратами* различных структур. Это связано с тем, что в этих технологических процессах часто реализуются условия, близкие к локальному термодинамическому равновесию.

Так, можно достаточно обоснованно полагать, что природный газ в *газовых залежах* и *газоконденсатных залежах* находится в термодинамич. равновесии с пленочной водой вмещающего коллектора (из-за малого значения y при темп-рах ниже 100 °С пленочной воды *коллектора* вполне достаточно, чтобы насытить газовую фазу парами воды). Исключение из этого общепринятого постулата теоретически возможно для природных газов в сверхглубоких залежах, где вся пленочная вода коллектора может перейти в газовую фазу. Недонасыщенных по воде залежей углеводородов до сих пор в промышленной практике не отмечалось.

Достаточно обоснованным можно также считать допущение о движении продукции газовых и газоконденсатных

скважин по газосборным сетям в условиях, близких к локальному термодинамич. равновесию. Массообменные аппараты в системах промышленной и заводской обработки газа часто рассматриваются (особенно на стадии технологич. проектирования) как идеализированные устройства, в к-рых массообмен осуществляется на теоретич. ступенях контакта при наличии термодинамич. равновесия между жидкой и газовой фазами.

Представляет интерес характер зависимости В. газа от темп-ры, давления и состава природного газа. При фиксированной темп-ре зависимость от давления равновесного В. метана над газонасыщенной чистой водой вначале резко убывает (как $1/P$), проходит через минимум, далее возрастает и затем практически «выходит на плато», причем с ростом темп-ры минимум В. сдвигается в область более высоких давлений и становится «размазанным» (нечетко выраженным). Для некоторых конденсированных сред (не для воды) наблюдается также максимум их растворимости в сжатом газе, но при очень высоких давлениях. В то же время при фиксированном давлении с ростом темп-ры В. газа монотонно растет, причем примерно в той же пропорции, что и давление насыщенного пара воды. Подобные термодинамич. особенности поведения растворимости конденсированной (жидкой или твердой) фазы в сильно сжатом газе были установлены в общем виде теоретически и экспериментально в 40–50-е гг. 20 в. (И. Р. Кричевский, М. Х. Карапетьянц и др.). Наличие в природном газе *кислых газов* (сероводорода и диоксида углерода) приводит к заметному увеличению равновесного В. и к более отчетливо выраженному минимуму на зависимости В. от давления. Так, В. пластового газа *Астраханского месторождения* почти в два раза выше, чем В. чистого метана, а минимум В. приходится на диапазон давлений 15–25 МПа. В то же время В. метана и природного газа типичных газоконденсатных залежей (напр., валанжинских залежей м-ний Зап. Сибири) различаются между собой не более чем на 10%. Что касается В. газа над газовыми гидратами, то эта величина заметно зависит от состава газовой фазы, особенно при наличии в газе компонентов, легко образующих газовые гидраты.

Разработаны разл. номограммы и корреляции, а также расчетные термодинамич. методы для определения равновесного В. газов разл. составов в тех или иных термобарич. условиях. Номограммы и корреляции основаны на экспериментальных данных, полученных в лабораторных условиях при темп-рах выше 20–25 °С. Рассчитываемые значения В. газа для темп-р ниже 20–25 °С по сути являются экстраполированными величинами, причем принятые в номограммах и корреляциях схемы экстраполяции на низкие темп-ры не всегда корректны (в частности, не учитываются вышеуказанные качественные закономер-

пости поведения В. газа от темп-ры и давления).

Что касается более строгих термодинамич. методов расчета, то они в основном базируются на использовании кубических уравнений состояния, специально адаптированных для описания фазовых равновесий углеводородных систем с полярными компонентами (использовались модификации уравнений состояния типа Редлиха – Квонга, Пенга – Робинсона, Пателя – Тея и др.). С целью корректного описания В. газа в эти уравнения состояния вводятся т. н. параметры бинарного взаимодействия «вода – компонент природного газа», определяемые эмпирически по экспериментальным данным. Такие модификации кубич. уравнений состояния позволяют описывать «единым уравнением состояния» не только газовую фазу, но и жидкие фазы (углеводородную и водную). В большинстве случаев подход с использованием уравнений состояния позволяет провести дальнюю экстраполяцию В. газа на низкие температуры (т. е. на область термобарич. параметров, где не имеется прямых экспериментальных данных) более корректно, чем по простым номограммам и прямым корреляциям экспериментальных данных.

Во ВНИИгазе в 1994 разработана уточненная методика расчета В. природного газа при равновесии с водой, льдом и газовыми гидратами с использованием для многокомпонентной газовой фазы модифицированного уравнения состояния Редлиха – Квонга, но с не зависящим от уравнения состояния описанием термодинамики конденсированной воды. Полученные результаты по равновесному В. над водой, переохлажденной водой, гексагональным льдом и газовыми гидратами разл. структур при низких темп-рах представлены в табл. 1–4. Данные в таблицах приведены для молярного процента влаги (т. е. для величины 100-у) в газовой фазе.

При темп-рах выше 20 °С расчетные методики разных авторов по В. газа над чистой водой довольно близки и различаются между собой не более чем на 5–7% (табл. 5).

Расчетные методики по В. газа над газовыми гидратами могут быть уточнены при получении экспериментальных данных, связывающих термодинамику переохлажденной воды и газового гидрата (в частности, при использовании разработанного в 2001 экспериментального метода определения разности *точек росы* газа по воде и газовому гидрату с использованием влагомера «КОНГ Прима 4» совместно с Поверочным комплексом КОНГ).

Традиционно используемые в газовой промышленности номограммы и корреляции по В. газа (МакКетты и Ви, Бюкачека и др.) нуждаются в уточнении, особенно при низких темп-рах. В связи с этим для расчета В. метана W_B (в г/м³, при стандартных условиях) при низких темп-рах

Таблица 1. Влагосодержание (мол. %) метана при равновесии с чистой (при темп-рах ниже 0 °С – переохлажденной) водой

Температура, °С	Давление газа, МПа					
	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
10,0	0,04714	0,03708	0,03113	0,02725	0,02453	0,02257
0,0	0,02382	0,01886	0,01594	0,01405	0,01275	0,01182
-5,0	0,01659	0,01318	0,01119	0,00990	0,00902	0,00841
-10,0	0,01137	0,0097	0,00773	0,00688	0,00630	0,00590
-15,0	0,00766	0,00614	0,00526	0,00470	0,004330	0,00408
-20,0	0,00506	0,00408	0,00351	0,00316	0,00293	0,00278
-25,0	0,00328	0,00266	0,00230	0,00208	0,00195	0,00186

Таблица 2. Влагосодержание (мол. %) метана при равновесии с гексагональным льдом

Температура, °С	Давление газа, МПа					
	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
0,0	0,02390	0,01895	0,01604	0,01415	0,01286	0,01194
-5,0	0,01587	0,01263	0,01073	0,00951	0,0868	0,00810
-10,0	0,01038	0,00829	0,00708	0,00630	0,00578	0,00542
-15,0	0,00668	0,00536	0,00460	0,00412	0,00380	0,00358
-20,0	0,00423	0,00341	0,00294	0,00265	0,00246	0,00234
-25,0	0,00263	0,00213	0,00185	0,00168	0,00157	0,00150

Таблица 3. Влагосодержание (мол. %) метана при равновесии с газовым гидратом кубической структуры I

Температура, °С	Давление газа, МПа					
	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
0,0	0,02328	0,01768	0,01448	0,01246	0,01108	0,01011
-5,0	0,01510	0,01151	0,00947	0,00818	0,00731	0,00670
-10,0	0,09632	0,00737	0,00610	0,00529	0,00476	0,00439
-15,0	0,00605	0,04652	0,00387	0,00338	0,00305	0,00283
-20,0	0,00373	0,02885	0,00241	0,00212	0,00193	0,00180
-25,0	0,00226	0,00176	0,00148	0,00131	0,00120	0,00113

Таблица 4. Влагосодержание (мол. %) природного газа (СН₄ – 90,0 мол. %; С₂Н₆ – 8,0 мол. %; С₃Н₈ – 2,0 мол. %) при равновесии с газовым гидратом кубической структуры II

Температура, °С	Давление газа, МПа					
	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
0,0	0,02008	0,01541	0,01276	0,01110	0,01000	0,00924
-5,0	0,01295	0,00998	0,00831	0,00727	0,00659	0,00613
-10,0	0,00821	0,00636	0,00533	0,00469	0,00428	0,00402
-15,0	0,00512	0,00399	0,00336	0,00298	0,00275	0,00260
-20,0	0,00313	0,00246	0,00209	0,00187	0,00174	0,00167

Таблица 5. Сравнение влагосодержания метана (кг/1000 м³), рассчитанного по различным методикам

Давление, МПа	Метод ВНИИгаза (1994)	Корреляция Бюкачека (1955)	Корреляция ТюменНИИГипрогаза (1973 и 1982)	Номограмма МакКетты и Ви (1958) в модификации Вишеров (1993)
Температура -40 °С				
5,0	0,0043	0,0063	0,0065	—
10,0	0,0040	0,0049	0,0050	—
15,0	0,0045	0,0044	0,0045	—
20,0	0,0046	0,0042	0,0043	—
Температура -20 °С				
5,0	0,0263	0,0323	0,0317	0,033
10,0	0,0197	0,0229	0,0224	0,021
15,0	0,0195	0,0197	0,0194	0,016
20,0	0,0196	0,0181	0,0178	—
Температура 0 °С				
5,0	0,1196	0,1340	0,1332	0,138
10,0	0,0798	0,0879	0,0875	0,088
15,0	0,0707	0,0725	0,0723	0,068
20,0	0,0676	0,0648	0,0647	—
Температура 20 °С				
2,5	0,7793	—	0,8196	0,820
5,0	0,4331	0,4647	0,4663	0,440
10,0	0,2690	0,2884	0,2897	0,290
15,0	0,2220	0,2296	0,2308	0,230
20,0	0,2017	0,2002	0,2014	—
Температура 40 °С				
2,5	2,4142	—	2,3970	2,500
5,0	1,3130	1,3733	1,3290	1,350
10,0	0,7778	0,8181	0,7947	0,850
15,0	0,6118	0,6331	0,6166	0,660
20,0	0,5344	0,5406	0,5276	0,570

ВНИИгаз рекомендует использовать следующую зависимость:

$$W_{\text{в}} = \frac{0,1}{P} \exp \left(18,0 - \frac{3740,78}{T - 46,13} + 0,2883P - 0,00086PT \right) \quad (1)$$

Границы ее применимости: $248\text{K} < T < 275\text{K}$ и $P \leq 10-12$ МПа с погрешностью порядка 5%.

Что касается $W_{\text{л}}$ над льдом, то при темп-рах $T < 273,15\text{K}$ эта величина должна быть ниже, чем величина $W_{\text{в}}$ над переохлажденной водой, поскольку при $T < 273,15\text{K}$ гексагональный лед является термодинамически более стабильной фазой, чем жидкая вода. Следовательно,

для расчета $W_{\text{л}}$ над льдом необходимо умножить величину $W_{\text{в}}$, полученную по формуле (1), на корректирующий множитель $K_{\text{л}} < 1$:

$$W_{\text{л}} = K_{\text{л}} W_{\text{в}},$$

где множитель $K_{\text{л}}$ может быть представлен в след. виде:

$$K_{\text{л}} = \exp \left(\frac{\alpha_{\text{л}} (T - T_{\text{л}})}{T} \right),$$

Здесь $T_{\text{л}} = 273,15 - 0,0745P$ (темп-ра плавления льда в зависимости от внеш. давления P); $\alpha_{\text{л}} = 2,20$ (эмпирич. параметр, практически не зависящий от темп-ры).

Аналогичным образом может быть описано равновесное $W_{\text{г}}$ над газовым гидратом метана структуры I. Рекомендуются след. схема расчета:

$$W_{\text{г}} = K_{\text{г}} W_{\text{в}},$$

где множитель $K_{\text{г}} = \exp \left(\frac{\alpha_{\text{г}} (T - T_{\text{г}})}{T} \right)$; $T_{\text{г}} =$

$= 7694,3 / (29,112 - \ln P) - \text{темп-ра образования гидрата при рассматриваемом давлении } P$ (имеется в виду кривая P, T - условий трехфазного равновесия «газ - вода - гидрат»); $\alpha_{\text{г}} = 3,59$ (слабо зависит от темп-ры и давления и может быть принят практически постоянным).

При переходе к расчету $W_{\text{л}}$ над гидратом природного газа *газоконденсатных месторождений* меняется лишь зависимость $T_{\text{г}} = f(P)$, т. е. для каждого состава газа должна использоваться своя зависимость $T_{\text{г}}$, поскольку условия гидратообразования чувствительны к составу газа по сильно гидратообразующим компонентам (этану, пропану, изобутану, диоксиду углерода и сероводороду). В то же время эмпирич. параметр $\alpha_{\text{г}}$ менее чувствителен к составу газа и его величина может быть табулирована для ряда характерных составов природного газа *газоконденсатных м-ний*.

Что касается расчета $W_{\text{в}}$ газа при равновесии с водными растворами (солей, метанола, гликолей и пр.), то с достаточной для практики точностью (погрешность - не более нескольких процентов) можно воспользоваться формулой:

$$W \approx \gamma \cdot x \cdot W_{\text{в}},$$

где $W_{\text{в}}$ - $W_{\text{в}}$ природного газа при равновесии с чистой водой; x - молярная доля воды в растворе; γ - коэф. активности воды в растворе.

Лит.: Инструкция по расчету оптимального расхода ингибиторов гидратообразования, М., 1987; Гриценко А. И., Истомина В. А., Кульков А. Н. и др., Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999; Истомина В. А., Термодинамика природного газа, М., 1999.

В. А. Истомина.

ВЛАЖНОСТЬ газа - фактич. содержание влаги в устьевых газах сепарации при наземных термобарич. условиях. Определяется по аналитич. лабораторным исследованиям или опытным номограммам и является обобщенной суммарной величиной всех режимов исследований и для *абсолютно свободного дебита*. Выражается в % или в г/м³.

При содержании в пластовой воде солей св. 5% и плотности газа св. 0,6 г/м³ $W_{\text{в}}$ определяется по формуле:

$$W = W_{0,6} \cdot k_1 \cdot k_2,$$

где $W_{0,6}$ - $W_{\text{в}}$ газа с относительной плотностью 0,6 г/м³ (определяется по номограмме или аналитически); k_1, k_2 - поправочные коэф., учитывающие соответственно влияние солености воды и *плотности* газа (определяются графически).

Присутствие сероводорода и углекислого газа повышает $W_{\text{в}}$ природного газа. Поэтому при наличии неуглеводородных

компонентов номограмму можно использовать только для оценочных расчетов.

В.И. Ильченко.

«ВНИИГАЗ» («Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГаз») – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупный науч. центр фундаментальной и прикладной науки. В 2003 получил статус головного науч. центра в области технологии. Адм. центр – пос. Развилка Московской обл.

Создан в 1948 как Всес. н.-и. ин-т природных газов для решения задач поиска, разведки и разработки газовых м-ний; научно-технич. обслуживания магистрального газопровода Саратов – Москва и переработки газа (гл. обр. с целью получения печной сажи). В 1986 на базе института создано объединение «Союзгазтехнология», преобразов. в 1991 во Всерос. н.-и. ин-т природных газов и газовых технологий (ВНИИГаз). В 1993 стало дочерним предприятием РАО «Газпром». С 1999 преобразовано в ООО.

Организационная структура института включает 8 науч. центров, 33 отдела и 96 лабораторий, а также опытно-экспериментальную базу и н.-и. и проектный филиал в г. Ухта («СеверНИИГаз»). Во ВНИИГазе функционируют единств. в отрасли аспирантура и два диссертационных совета Высш. аттестационной комиссии Мин-ва образования России, принимающих к защите кандидатские и докторские диссертации по 7 науч. специальностям.

«В.» обеспечивает единую научно-технич. политику и координацию науч. исследований в газовой отрасли в рамках крупных целевых и ширинпринговых проектов и программ; проводит н.-и., экспериментальные и опытно-конструкторские работы по след. основным направлениям: прогноз развития сырьевой базы отрасли; геолого-геофизич. моделирование, проекты и методы разработки газовых и газоконденсатных м-ний; поиск, разведка, освоение и обустройство м-ний шельфа; технология бурения и освоения скважин; методы интенсификации и оперативного контроля за режимом работы эксплуатационных скважин; технич. средства и технологии добычи, промышленной подготовки и глубокой переработки газа и газового конденсата, транспорта и подземного хранения газа, ремонта и технич. обслуживания газопроводов, защиты оборудования от *коррозии*; использование газа на транспорте; разработка *ингибиторов*; испытание изоляционных материалов и покрытий; контроль качества и сертификация товарной продукции; охрана окружающей среды, рациональное недропользование и пром. безопасность объектов газовой пром-сти; разработка способов прокладки газопроводов в многолетнемерзлых и пучинистых грунтах; проектирование объектов газовой пром-сти; программное обеспечение и адаптация пакетов прикладных программ к конкретным условиям; разра-

ботка методов математич. моделирования и информационно-аналитич. систем на основе ГИС-технологий и др.

Коллектив института внес большой вклад в науч. обоснование развития минерально-сырьевой базы отрасли и создание теоретич. основ проектирования разработки и эксплуатации крупнейших газовых м-ний страны, сооружения и эксплуатации *магистральных газопроводов, подземных хранилищ газа (ПХГ)*, газохимических и газоперерабатывающих комплексов. Результаты этих исследований стали научно-технологич. основой создания и устойчивого функционирования *Единой системы газоснабжения (ЕСГ)* страны.

На базе быв. филиалов и отделов институтов в крупных газодоб. районах быв. СССР были созданы н.-и. институты: «ТюменНИИГипрогаз», «Волго-УралНИИГаз» (г. Оренбург), «Сев-КавНИИГаз» (г. Ставрополь), «Укра-НИИГаз» (г. Харьков), «СредАзНИИГаз» (г. Ташкент), «ВНИИГаз» (г. Баку), Ухтинский филиал и Туркменский филиал (г. Ашхабад).

Ученые института активно участвовали в обосновании осн. направлений проведения *геолого-разведочных работ* на газ, создании теории формирования, методов направленных поисков и рациональной разведки газовых м-ний и научно обоснованном планировании развития сырьевой базы газодобычи.

В институте созданы и реализованы научно-технич. проекты разработки крупнейших уникальных газовых и газоконденсатных м-ний на территории быв. СССР: *Уренгойского месторождения, Медвежьего месторождения, Ямбургского месторождения, Оренбургского месторождения, Астраханского месторождения, Северо-Ставропольского (Россия), Газлинского (Узбекистан), Шатлыкского и Даулетбад-Донмезского (Туркмения), Шелбинского (Украина), Карачаганакского (Казахстан)* и др.

ВНИИГаз стоял у истоков научно-технич. решений по созданию систем магистрального транспорта газа, ставших основой формирования ЕСГ.

Одним из важнейших направлений деятельности института является научно-технич. обеспечение проектирования, стр-ва, реконструкции и эксплуатации газопроводов ЕСГ. Здесь впервые в мировой практике была доказана эффективность стр-ва магистральных газопроводов большого диаметра. Большой комплекс работ выполнен в области создания и внедрения новых поколений газоперерабатывающей техники, диагностики состояния, ремонта, защиты от коррозии и оценки ресурса оборудования.

Большое место занимают исследования в области подземного хранения газа. Институтом выполнены и реализованы технологич. проекты всех подземных хранилищ газа, эксплуатирующихся в России, странах СНГ и Вост. Европы. Их создание обеспечило регулирование сезонной неравномерности потребления и надежность поставок газа.

По проектам института создавались и эксплуатируются газодоб. и газоперерабатывающие *газохимические комплексы*: Астраханский, Оренбургский и Сургутский (Россия), Мубарекский и Шуртанский (Узбекистан). Подразделения института ведут исследования по совершенствованию техники и технологии переработки углеводородного сырья, сероочистки, использования серы в создании строительных материалов и разработке новых отечеств. высокоэффективных реагентов (катализаторы, абсорбенты, адсорбенты и т.п.).

Большое внимание уделяется разработке программ освоения м-ний шельфа Ямал, континентального шельфа арктич. морей и газовых ресурсов Вост. Сибири и Дальнего Востока, где в комплексе рассматривается весь спектр проблем газовой отрасли – от геологоразведки до экологии. Результаты этих исследований имеют большое значение для стратегич. планирования развития ОАО «Газпром».

Большой комплекс исследований проводится в области диверсификации способов транспортировки природного газа и произ-ва конечных продуктов переработки, расширения номенклатуры выпускаемой продукции. Особое внимание уделяется исследованию технологий получения *газомоторных топлив*; созданию ресурсо- и энергосберегающих технологий; разработке нормативной документации.

«В.» активно сотрудничает и ведет разработки совместно с н.-и. и проектно-конструкторскими организациями Рос. академии наук, отраслевыми НИИ и конструкторскими бюро, а также предприятиями оборонного комплекса страны. Кроме того, осуществляется научно-технич. сотрудничество с ведущими заруб. фирмами США, Канады, Англии, Японии, Китая, странами СНГ, Вост. и Зап. Европы на основе лицензионных соглашений и контрактов. Многие работы ученых и специалистов института защищены патентами и авторскими свидетельствами России и заруб. стран.

Перспективы развития института связаны с созданием новых энергосберегающих и экологически чистых газовых технологий, направленных на повышение эффективности и надежности функционирования ЕСГ

Р. М. Тер Саркисов.

«ВНИПИГАЗДОБЫЧА» – открытое акционерное об-во (ОАО), дочернее предприятие с 51%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Головная проектная организация отрасли, выполняющая комплекс проектно-исследовательских работ от науч. обоснования сырьевой базы и геологич. модели пласта до создания комплексного проекта обустройства нефтегазоконденсатных м-ний, *газотранспортных систем и подземных хранилищ газа*. Адм. центр – г. Саратов.

В 1948 образована Нижне-Волжская экспедиция Куйбышевского ин-та «Гипровостокнефть», в 1951 преобразованная в Саратовский филиал ин-та. В 1956, после выделения газовой пром-сти в са-

мостоятельную отрасль, филиал получил статус Гос. проектного и исследовательского ин-та «Востокгазпрогаз», в 1971 реорганизованный во Всес. н.-и. и проектно-конструкторский ин-т по разработке газопромыслового оборудования «ВНИПИгаздобыча». В 1993 ин-т преобразован в акционерное об-во «ВНИПИгаздобыча» РАО «Газпром», в 1999 – в дочернее открытое акционерное об-во «ВНИПИгаздобыча». С 2003 открытое акционерное об-во «В.».

В ОАО помимо головного предприятия, в структуру «В.» входят Новосибирский и Уренгойский филиалы ин-та. В 2002 «В.» выполнило более $\frac{1}{3}$ всего объема проектно-исследовательских работ, осуществляемых «Газпромом». За 2001–2002 введены в действие производств. мощности, запроектированные «В.», обеспечивающие добычу ок. 70 млрд. м³ газа в год, объекты транспорта газа.

Науч. часть «В.» выполняет проекты разработки газовых и газоконденсатных м-ний, комплексные гидродинамич., газоконденсатные исследования скважин, основные технич. и технологич. решения по науч. сопровождению проектов обустройства газодоб. предприятий и подземных хранилищ газа.

Опытно-конструкторские работы включают изготовление, сертификацию и комплектную поставку на объекты нового энергосберегающего теплотехнич. оборудования.

Производств. отделы выполняют комплексные проекты, включающие: обустройство газовых и газоконденсатных м-ний; кусты газовых скважин; прокладку газосборных сетей; установки подготовки газа и газового конденсата к транспорту, *дожимные компрессорные станции*, установки по переработке конденсата; нефтебазы и базы метанола; внутрипромысловые трубопроводы и подземные автодороги; производств. базы, установки подготовки питьевой воды и очистки промстоков, котельные установки; газотурбинные и дизельные электростанции, объекты связи и пром. телевидения; комплекс мероприятий по охране окружающей среды, включая оценку воздействия на окружающую среду; объекты соц. инфраструктуры. Осуществляется проектирование систем упр-ния технологич. процессами для контроля и упр-ния основным и вспомогательным произ-вами в реальном масштабе времени. Общество осуществляет инж. сопровождение и авторский надзор за выполнением строительных работ на строящихся и эксплуатируемых объектах.

По проектам «В.» обустроено более 160 газовых, газоконденсатных и газонефтеконденсатных м-ний во всех регионах и климатич. зонах (от Крайнего Севера до Ср. Азии), построены и успешно эксплуатируются ок. 20 подземных хранилищ газа, тысячи км *магистральных газопроводов*, десятки предприятий по переработке газа и газового конденсата. «В.» запроектированы Вуктыльское, Уренгойское, Заполярное, Юбилейное, Песцовое и др. крупнейшие газовые м-ния

России и ближнего зарубежья (Шуртанское, Газлинское, Шатлыкское, Советабаское, Уртабулакское); *Сургутский завод стабилизации конденсата*, Мубарекский газоперерабатывающий з-д (Узбекистан), Елшано-Курдюмское, Песчано-Уметское, Степновское подземные хранилища газа, магистральные газопроводы Саратов – Москва, Мессояха – Норильск, Уртабулак – Мубарек, Ташкент – Чимкент, Заполярное – Уренгой и др. Многие проекты содержат уникальные инж. решения, не имеющие аналогов в мировой практике.

Главная стратегич. цель – преобразование «В.» в компанию, оказывающую весь спектр инженеринговых услуг – от разработки проектов до сдачи объектов в эксплуатацию «под ключ».

В. И. Милованов.

ВНУТРЕННЕЕ ОБВОДНЕНИЕ газонасыщенного объема – геотехнологич. процесс поступления в газонасыщенную часть пластов-коллекторов реликтовой пластовой воды из пластов-неколлекторов (особенно глинистых прослоев), входящих в состав продуктивной толщи. Явление обнаружено при наблюдении за разработкой газовых м-ний Сев. Кавказа.

При снижении *пластового давления* в пластах-коллекторах происходит деформация всех пород, слагающих продуктивную толщу. Под влиянием деформаций происходит «отжим» реликтовой воды из пластов-неколлекторов в газонасыщенный объем пластов-коллекторов. Это приводит к увеличению водонасыщенности в газонасыщенной части резервуара, особенно в *призабойной зоне* скважины.

Увеличение водонасыщенности за счет внутренних (эндогенных) источников приводит к снижению газонасыщенности продуктивного пласта, а в *призабойной зоне* – к снижению *продуктивности* газовых скважин. На нек-рых скважинах газоконденсатных м-ний Сев. Кавказа продуктивность снижалась в неск. раз.

Увеличение водонасыщенности в *призабойной зоне* пласта, как правило, снижает устойчивость горн. пород к разрушению. В результате этого может происходить разрушение забоя скважины. См. также *Геодинамические явления*.

Лит.: Зотов Г. А. и др., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ВНУТРЕННИЙ ГАЗОПРОВОД, см. в ст. *Газораспределительная сеть*.

ВНУТРЕННЯЯ КОРРОЗИЯ газопроводов и оборудования – разрушение в процессе добычи, переработки и транспорта природного газа внутр. стенок оборудования и трубопроводов под воздействием коррозионной среды. Чаще всего такой средой является продукция (природный газ, углеводородный конденсат, нефть, их смеси), содержащая примеси, определяющие ее коррозионную агрессивность. В газовой пром-сти В. к. уделяется особое внимание.

В нач. 1960-х гг. отечеств. газовая отрасль впервые встретилась с интенсивными разрушениями и массовыми авариями на газовых скважинах на м-ниях Краснодарского кр. В кон. 1960-х гг. отмечались факты растрескивания труб в газовых скважинах *Оренбургского месторождения* в период его разведки и разбуривания, а с кон. 1971 (примерно за полугодовой период) произошло св. 40 аварийных разрушений на газопроводе Оренбург – Заинск, построенном из труб большого диаметра с толщиной стенки в 16 мм. Осн. причиной разрушений являлось присутствие CO₂ и H₂S в природном газе. Т. к. св. 20% всех м-ний природного газа России содержат CO₂ и H₂S (вместе или раздельно), проблема углекислотной и сероводородной коррозии занимает особое место.

Характер и интенсивность В. к. оборудования на м-ниях могут существенно отличаться (табл. 1), но, зная содержание CO₂ и H₂S в газе, можно ориентировочно оценить степень коррозионной опасности. Присутствие агрессивных компонентов практически всегда означает, что эксплуатация м-ния без применения средств защиты от коррозии чревата опасными последствиями, включая аварии, а во многих случаях вообще невозможна.

Особенность проблемы В. к. скважин, промышленного оборудования и газопроводов состоит в многофакторности и специфичности коррозионных процессов, а также в неповторимости каждого м-ния и, как следствие, отличие условий работы и коррозионного разрушения труб и оборудования на разл. м-ниях. Прежде чем поступить к потребителю, природный газ должен пройти обработку, к-рая в полном объеме состоит из цепи: *скважина – шлейф – установка комплексной подготовки газа – сборные газопроводы – газоперерабатывающий завод – магистральный газопровод*.

На всем протяжении этого большого технологич. пути непрерывно меняются параметры: давление газа, темп-ра, скорость потока, содержание в газе углеводородного конденсата, воды, состав и кол-во растворенных в ней веществ и др. По мере разработки и эксплуатации одного и того же м-ния для одних и тех же элементов оборудования, занимающих определенное место в указанной технологич. цепи, условия их работы непостоянны, т. к. со временем неизбежно изменяется *дебит* газовой скважины, а с ним и все технологич. параметры.

На протекание сероводородной и углекислотной В. к. все перечисленные параметры в той или иной мере оказывают влияние. Изначальным фактором этих видов коррозии является присутствие и количеств. содержание в системе CO₂, H₂S и воды. CO₂ и H₂S хорошо растворяются в воде, в значительно большей мере, чем коррозионно-агрессивный кислород (табл. 2).

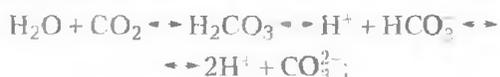
Растворимость газов в условиях, характерных для газовой пром-сти, относительно хорошо подчиняется законам Ген-

Таблица 1. Максимальная скорость коррозии оборудования (без ингибиторов коррозии) на месторождениях природного газа, содержащих H₂S и CO₂

Месторождение	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовая темп-ра, °С	Содержание агрессивных компонентов в газе, % об.		Макс. парциальное давление агрессивных компонентов, МПа		Макс. скорость коррозии, мм/год
			H ₂ S	CO ₂	H ₂ S	CO ₂	
Астраханское	67,0	107	25,0	15,0	16,75	10,05	9,0
Оренбургское	20,6	28	2,0	2,0	0,41	0,41	1,2
Челбасское	22,7	95	—	1,4	—	0,32	2,0
Березанское	28,2	97	—	4,0	—	1,13	5,5
Каневское	14,5	66	—	2,0	—	0,29	2,0
Майкопское	26,5	120	0,0002	6,0	0,0005	1,59	6,0

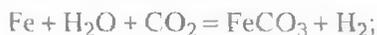
ри и Дальтона, т. е. она зависит от парциального давления газа и с его ростом всегда увеличивается.

Растворяясь в воде (конденсационной или пластовой), CO₂ и H₂S образуют соответственно угольную и сероводородную кислоты, к-рые диссоциируют по схемам:



Диссоциация этих кислот может быть полной лишь в сильно щелочной среде. Степень их диссоциации зависит от парциального давления соответствующего газа (концентрация растворенного газа), pH среды, темп-ры, общего содержания в электролите. В частности, при темп-ре 25 °С и pH=6 в диссоциированной форме находится ок. 30% CO₂ и 8% H₂S, растворенных в воде, а при pH=8 – ок. 98% и 90% соответственно. На объектах газовой пром-сти диссоциация угольной и сероводородной кислот создает слабо-кислую реакцию среды (pH=4–6) и вызывает коррозию сталей с водородной деполяризацией.

В упрощенном виде коррозионные процессы сводятся к реакциям:



Как правило, скорость сероводородной и угольной коррозии заметно больше, чем соответствующая данному значе-

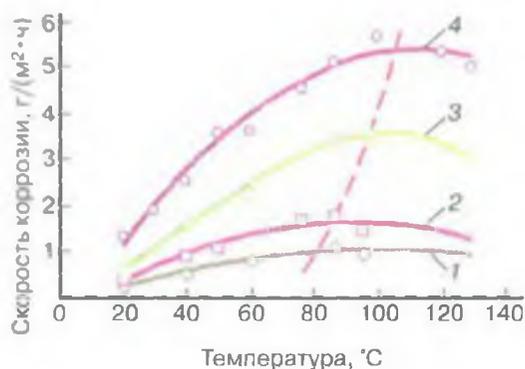


Рис. 1. Зависимость скорости угольной коррозии от температуры при различных давлениях CO₂: 1 – 0,5 МПа; 2 – 1,0 МПа; 3 – 5,0 МПа; 4 – 10,0 МПа (пунктирная кривая – изменение температурного максимума угольной коррозии в зависимости от парциального давления).

нию pH скорость обычной кислотной коррозии. Объяснение указанного эффекта лежит не только в буферных свойствах угольной и сероводородной кислот, усиливающихся за счет растворенных молекулярных форм CO₂ и H₂S, но и в специфич. участии анионов этих кислот в электродных процессах, что особенно характерно для H₂S.

Чисто угольная коррозия характеризуется растворением (равномерным или местным) стенок оборудования, скорость к-рого может значительно колебаться в зависимости от условий и достигать нескольких мм в год. Характер влияния давления CO₂ и темп-ры на скорость коррозии показана на рис. 1.

Скорость сероводородной коррозии неск. ниже, чем угольной (рис. 2). Другой является ее зависимость и от давления газа. В дистиллированной воде она

представляет собой экстремальную кривую с максимумом при давлении H₂S ок. 0,15–0,2 МПа. При изменении состава среды расположение данного максимума может неск. меняться, так же, как и абс. скорость коррозии.

С увеличением времени экспозиции в сероводородсодержащем электролите скорость коррозии замедляется. Это связано с образованием и ростом пленки продуктов коррозии – сульфидов железа разл. состава (в осн. троилита, пирита, марказита, канзита), имеющих разл. степень дефектности структуры, а поэтому и разл. барьерные свойства. В зависимости от преобладания в продуктах коррозии того или иного сульфида они могут быть

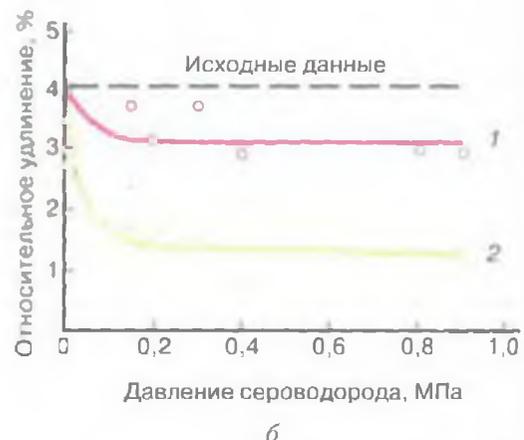
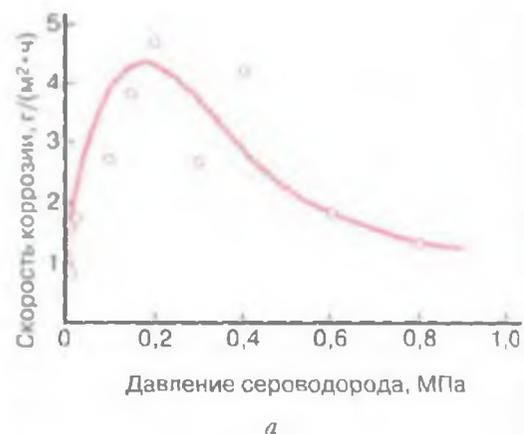


Рис. 2. Влияние давления сероводорода на скорость коррозии (а) и относительное удлинение (б): сталь 20, t 30 °С, время – 3 сут; 1 – без нагрузки; 2 – нагрузка 0,8δT.

Таблица 2. Растворимость газов в воде (мг/л) при парциальном давлении 0,1 МПа

Газ	Температура, °С					
	0	20	40	60	80	100
Кислород	69,8	44,3	32,9	27,8	25,1	2
Диоксид углерода	3371	1723	1055	719	552	447
Сероводород	7100	392	52520	1810	1394	1230

рыхлыми, легко удаляемыми с поверхности металла, или плотными, хорошо сцепленными с ней. Количество соотношения разных сульфидов в продуктах коррозии зависит от концентрации H_2S в жидкой фазе, pH, состава среды, темп-ры и времени экспозиции.

Аналогичную роль могут играть и продукты уголекислотной коррозии — карбонаты, с той лишь разницей, что их тормозящее влияние на коррозионные процессы существенно меньше из-за значительно большей растворимости.

Удаление продуктов коррозии с поверхности металла может значительно интенсифицировать процесс коррозии. В этом случае она приобретает неравномерный язвенный характер. Электродные потенциалы оголенного металла и покрытого продуктами коррозии различны. Возникновение макропар ускоряет растворение металла на оголенных участках. Глубина образующихся в этих местах язв будет тем больше, чем меньше их площадь. Отслоение или удаление продуктов коррозии могут вызвать разные причины: неравномерность толщины продуктов коррозии за счет неоднородности исходной поверхности металла, ударные воздействия, эрозионные процессы, кислотные обработки и т.п. В частности, кислотные обработки, проводящиеся в целях интенсификации добычи продукции, даже если они проводятся ингибированной кислотой, приводят к эффективному растворению продуктов коррозии, т.е. *ингибитор* защищает только металл.

Влияние темп-ры при постоянном давлении H_2S , так же, как в случае уголекислотной коррозии, носит экстремальный характер. Максимум скорости коррозии может находиться при разл. темп-рах в зависимости от состава среды, что обусловлено влиянием давления H_2S и темп-ры на его растворимость, состав, растворимость и барьерные свойства образующихся продуктов коррозии.

Соотношение кол-ва воды и жидких УВ имеет двойное влияние на коррозию. С одной стороны, в отсутствие воды коррозионные процессы не развиваются. Увеличение содержания воды в смеси приводит к увеличению скорости коррозии, к-рая зависит от присутствия в воде солей. С др. стороны, растворимость газов в углеводородах существенно больше. В этом смысле углеводороды являются как бы буферными емкостями H_2S и CO_2 , из к-рых пополняется их кол-во, затраченное из воды. Это способствует устойчивости развития коррозионных процессов в смесях электролит — жидкий углеводород.

В зависимости от геометрии корродирующего объекта и скорости потока рассматриваемое влияние может быть очень сложным. В случае равномерного распределения среды (турбулентный поток) увеличение скорости потока вначале приводит к росту скорости коррозии, связанному с облегчением доступа агрессивных составляющих к поверхности металла и удалением продуктов коррозии, не несущих защитных функций. После

достижения нек-рого максимума, величина к-рого может меняться в зависимости от условий от 5 до 25 м/с, скорость коррозии снижается за счет *пассивации* металла продуктами коррозии. Увеличение скорости потока выше указанного максимума может привести к разрушениям, связанным с процессами эрозии и кавитации, развивающимися на разного рода поворотах, дефектах поверхности и сужениях.

При низких скоростях потока происходит его расслоение на газовую и жидкую фазы. Последняя, в свою очередь, может разделиться на воду и жидкие углеводороды. Это может привести к ускоренному коррозионному разрушению ниж. части оборудования и трубопроводов, соприкасающихся с электролитом. Коррозия в этом случае облегчается за счет образования макропар. В нек-рых случаях указанное расслоение может привести к ручейковой коррозии, имеющей большую скорость и развивающуюся по ниж. образующей трубы. Дополнительным ускоряющим фактором для этого типа коррозии является также эрозионная зачистка корродирующей поверхности уже отслоившимися и находящимися в потоке продуктами коррозии или др. твердыми частицами (напр., породы или глинистого раствора и т.п.). Такие процессы могут наблюдаться в обычных условиях добычи природного газа. Однако в большей мере они характерны при добыче обводненной продукции, что свойственно для стадии падающей добычи.

H_2S редко присутствует в природном газе в качестве единств. коррозионно-агрессивного компонента. Практически всегда в газе присутствует CO_2 . Часто в продукции газовых м-ний присутствуют органич. кислоты (щавелевая, муравьиная, уксусная, пропионовая и др.), относящиеся, как сероводородная и угольная, к слабым кислотам, суммарная концентрация к-рых может доходить до 1200 мг/л. Эти кислоты стимулируют коррозионный процесс, ускоряя катодную реакцию за счет уменьшения pH раствора и участия в ней недиссоцииров. кислот и анионов (по 2-й ступени диссоциации). Эффект воздействия слабых кислот зависит от их концентрации и констант диссоциации. Кроме того, дополнительное подкисление раствора увеличивает растворимость продуктов коррозии, снижая их защитную роль.

Важное значение имеет также состав и содержание растворимых солей в воде. В конденсационной воде они практически отсутствуют. По мере обводнения м-ния в продукции скважины попадает все большее кол-во *пластовой воды*, к-рая смешивается с конденсационной. Пластовые воды содержат в больших кол-вах растворенные соли, минерализация вод — от 25 г/л до предела растворимости солей. Соответственно содержание солей в водном растворе, контактирующем с оборудованием, может колебаться от близкого к нулю до нескольких сотен г/л даже на одном м-нии в процессе разработки.

Ионный состав солей — в осн. Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} (в небольших кол-вах присутствуют ионы K^+ ,

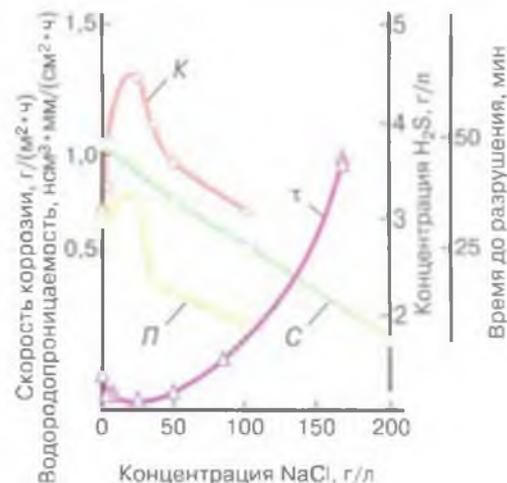


Рис. 3. Влияние концентрации NaCl на сероводородную коррозию ($P_{H_2S} = 0,1$ МПа, t около 20 °С): K — скорость коррозии; P — водородопроницаемость стали; τ — время до растрескивания напряженных образцов из стали У10А ($\sigma = 55$ кгс/мм²); C — содержание сероводорода.

Fe^{2+} , Fe^{3+} , Br^- , I^-). По солевому составу пластовые воды газовых м-ний — натриево-гидрокарбонатные и хлоридно-кальциевые. Результаты влияния солесодержания на концентрацию сероводорода и проявление сероводородной коррозии приведены на рис. 3.

Рост скорости коррозии в интервале концентраций 0–5% связан с увеличением проводимости раствора и стимулирующим действием ионов хлора, являющихся эффективными активаторами. Замедление роста скорости коррозионных проявлений и их торможение при большем солесодержании определяется снижением растворимости H_2S и уменьшением агрессивности электролита. Поэтому для ускоренных испытаний используют водные растворы, содержащие 3–5% NaCl.

Присутствие хлорид-ионов приводит также к изменению характера коррозии: она становится более неравномерной, на поверхности металла появляются язвы, питтинги и сквозные свищи.

Сульфат-ионы также активизируют коррозионные процессы, но в меньшей степени, из-за существенно меньшей концентрации их по сравнению с концентрацией хлорид-ионов.

Влияние катионов солей также различно: K^+ и Na^+ не оказывают непосредств. влияния на коррозионные процессы, Ca^{2+} и Mg^{2+} могут образовывать плохо растворимые сульфиды и карбонаты.

Вероятность образования карбонатов связана с нарушением уголекислотного равновесия при выделении CO_2 , происходящего в результате снижения общего давления в процессе добычи природного газа:



Скорость этого процесса зависит от внеш. условий и различна для разных м-ний. Карбонаты могут выпадать в растворе и осаждаться на стенках оборудования особенно эффективно, если оно изготовлено из черных металлов, подверженных коррозии. Карбонаты кальция и

магния, осаждаясь совместно с продуктами коррозии, снижают скорость последней. Однако избыточное солеотложение приводит к сужению проходного сечения труб и вызывает т. н. подшламмовую коррозию, имеющую язвенный характер.

При рассмотрении разл. компонентов, оказывающих влияние на коррозионную агрессивность среды, следует отметить кислород. Несмотря на существенно меньшую его растворимость в воде (табл. 2) и быстро протекающую реакцию взаимодействия с H_2S , он оказывает большое влияние на скорость коррозии, будучи одним из активнейших деполяризаторов:



Коррозия в этом случае происходит при одновременно протекающих процессах кислородной и водородной деполяризации с ускорением растворения металла. Продукты коррозии состоят из смешанных рыхлых гидроксисульфидов и не проявляют заметного защитного действия. В газовой пром-сти кислород может попасть в систему в осн. из окружающего воздуха (напр., при начальном пуске или после осмотров и ремонта оборудования) и раствориться в оставшихся в нем воде и конденсате. Аналогичная вероятность существует и для систем обработки *сточных вод*.

Проявление коррозионного процесса, вызванного анодной реакцией растворения металла, приводит к уменьшению толщины стенок оборудования. Катодные реакции, являясь в общем случае реакциями ассимиляции электронов, возникающих при ионизации металла, обеспечивают электронейтральность системы в целом и, на первый взгляд, не имеют видимого проявления в разрушающем действии среды, влияя лишь на его скорость и механизм. Однако в случае сероводородной коррозии, кроме коррозионного растворения металла, происходит его *наводороживание*, к-рое практически всегда сопровождает кислотную коррозию и особенно эффективно протекает в присутствии H_2S . Атомы водорода, образовавшиеся на поверхности металла в процессе катодной реакции, частично образуют молекулы и удаляются из зоны реакции. Другая часть атомов проникает в металл, и ее доля по отношению к общему кол-ву водорода, образующегося за счет катодной реакции, увеличивается в присутствии H_2S . Способность H_2S стимулировать наводороживание связана с его способностью тормозить реакцию рекомбинации атомов водорода с образованием молекул, результатом чего является рост кол-ва адсорбированных на поверхности атомов водорода. С увеличением концентрации H_2S этот процесс облегчается, поэтому доля внедряющегося в металл водорода может достигать нескольких десятков процентов (рис. 4, б). Попадающий в металл водород легко в нем диффундирует (рис. 4, а), что объясняется передвижением водорода в виде про-

тонов. Количество водорода, растворяющегося в металле, полностью погруженном в

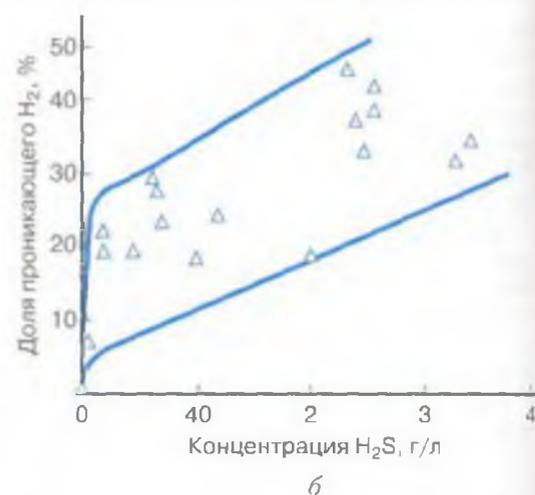


Рис. 4. Влияние концентрации H_2S на кинетику проникновения водорода (а) и на долю проникающего водорода от его количества, образующегося при коррозии (б): 1 и 3 – концентрация H_2S 3 г/л; 2 – концентрация H_2S 0,15 г/л.

среду, пропорционально активности среды. Когда металл образует стенку и агрессивной среде доступна лишь одна из ее поверхностей, концентрация растворенного водорода по толщине стенки в соответствии с законами диффузии будет изменяться от максимальной на подвергающейся коррозии стороне до минимальной – на противоположной, где достигшие ее атомы водорода в виде молекул удаляются в окружающую среду.

Часть проникающего в металл водорода способна также образовать молекулы в дефектах металла (скопления дислокаций, поры, зоны с неметаллич. включениями сульфидов – карбидов, оксидов и пр.), размеры к-рых сопоставимы с размерами молекул водорода или превышают их. Молекулы водорода, имея значительный размер, не могут диффундировать в металле, а реакция диссоциации $H_2 \rightarrow 2H$ при темп-рах, свойственных газовой пром-сти, практически нацело сдвинута влево (при давлении водорода 0,0981 МПа константа диссоциации равна 2×10^{-72} и 5×10^{-42} при темп-рах 300 и 500 К соответственно), и эти дефекты становятся ловушками для водорода. Поэтому давление, развивающееся в них, может быть очень высоким и создавать внутр. напряжения, превышающие предел текучести стали.

Наводороживание вызывает водородное охрупчивание сталей, выражающееся в снижении их пластич. свойств. Этот эффект хорошо наблюдается на малопрочных сталях. Прочностные параметры при этом остаются практически неизменными. Напряжения растяжения и увеличение концентрации H_2S стимулируют наводороживание и водородное охрупчивание. Последнее приводит к расслоению и *сульфидному растрескиванию* металла.

Расслоение металла – это *водородное растрескивание*, проявляющееся в виде пузырей разл. размера, часто хорошо видимых на поверхности, подверженной коррозии, и ориентированных в параллельной ей плоскости (в направлении прокатки). Отличительная черта этого вида – возможность развития и без воздействия механ. напряжений. Рассло-

ения, находящиеся на разл. расстояниях от поверхности, могут сливаться в одно за счет дефектов стали или развития небольших трещин под углом к поверхности. Этот вид поражений характерен для трубопроводов и сосудов, выполненных из пластичных сталей. Его разрушительное действие является замедленным во времени, зависит от агрессивности среды и толщины металла и развивается по мере увеличения давления водорода в дефектах.

Сероводородное растрескивание – разрушение металла, испытывающего напряжения растяжения. В этом случае трещины развиваются в глубь корродирующей поверхности металла. Особенно сероводородному растрескиванию подвержены более прочные стали при превышении величины растягивающих напряжений некоего порогового значения, зависящего от свойств стали.

Следствием этих проявлений наводороживания является разрушение объекта, визуально иногда практически не подвергнутого коррозии, в связи с чем, несмотря на существенно меньшие потери металла в результате растворения, сероводородная коррозия является наиболее опасным видом В. к.

Охрупчивание стали не всегда пропорционально скорости коррозии. В частности, максимум скорости коррозии при парциальном давлении 0,1 МПа находится в области, превышающей 50 °С, а максимум охрупчивания (изменения относительного сужения – ψ и относительного удлинения – δ) наблюдается при темп-рах 10–30 °С (рис. 5).

Для протекания электрохимич. коррозии всегда необходим электролит, основой к-рого является вода. Однако вода может присутствовать также в виде паров. При увеличении *влажности* газа на поверхности металла могут образовываться тонкие пленки воды, в результате чего коррозионный процесс развивается относительно легко (табл. 3). Как видно из таблицы, величина влажности ок. 50% отделяет коррозионно-опасную среду от относительно безопасной.

Указанные особенности необходимо учитывать при составлении проектов раз-

Таблица 3. Изменение скорости общей коррозии (K) и пластических свойств (δ и ψ) сталей за 500 часов в зависимости от относительной влажности коррозионной среды и растягивающих напряжений (P_{H₂S} = 0,2 МПа; P_{CO₂} = 0,2 МПа; t 20 °С)

Марка стали	Напряжение растяжения	Относительная влажность, %											
		40			60			80			100		
		Показатели коррозии											
		K, мм/год	Δδ, %	Δψ, %	K, мм/год	Δδ, %	Δψ, %	K, мм/год	Δδ, %	Δψ, %	K, мм/год	Δδ, %	Δψ, %
16ГС	0	0,001	—	—	0,08	—	—	0,1	—	—	0,31	—	—
сталь 20		0,001	—	—	0,08	—	—	0,1	—	—	0,31	—	—
16ГС	0,4σT	—	0	0	—	0	5	—	3	15	—	4	23
сталь 20		—	0	0	—	0	5	—	7	15	—	7	20
16ГС	0,5σT	—	0	0	—	3	7	—	7	27	—	9	30
сталь 20		—	0	0	—	3	7	—	7	28	—	13	30
16ГС	0,6σT	—	0	0	—	3	7	—	8	30	—	10	41
сталь 20		—	0	0	—	3	7	—	8	31	—	10	43
16ГС	0,7σT	—	0	0	—	4	9	—	8	34	—	12	40
сталь 20		—	0	0	—	4	9	—	8	39	—	14	49
16ГС	0,8σT	—	3	3	—	7	10	—	15	37	—	15	46
сталь 20		—	4	3	—	9	10	—	14	45	—	16	59

работки коррозионно-опасных м-ний, эксплуатация к-рых рассчитывается, как прав., на 25–30 лет. Мероприятия по защите оборудования от коррозии на весь период эксплуатации м-ния должны быть разработаны с учетом изменяющихся во времени условий добычи природного газа.

Опыт эксплуатации опасных в коррозионном отношении м-ний природного газа указывает на необходимость широкого внедрения на таких м-ниях комплекса мер, обеспечивающих макс. защиту труб и оборудования от В. ч., ведущей к их разрушению. Наиболее распространенные методы борьбы с коррозией: снижение коррозионной агрессивности среды (в частности, осушка природного газа), рациональное конструирование, вы-

бор оптимальных технологич. режимов, использование *ингибиторов коррозии* и *коррозионно-стойких сталей* и материалов, уменьшение растягивающих напряжений в металле. Эффективность противокоррозионных мероприятий определяется системой *коррозионного контроля*.

Лит.: Куделин Ю. И., Легезин Н. Е., Николаева В. А. Изучение относительной агрессивности среды при сероводородной коррозии, в сб.: Коррозия и защита в нефтегазовой пром-сти, М., 1977, № 11; Куделин Ю. И., Куликов Н. В., Легезин Н. Е. и др. Влияние ионов хлора на процессы сероводородной коррозии, в сб.: Коррозия и защита трубопроводов, скважин, газопромыслового и газоперерабатывающего оборудования, М., 1977, № 4. Ю. И. Куделин.

ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ, см. в ст. Системы сбора газа.

ВОББЕ ЧИСЛО – физико-технич. критерий *взаимозаменяемости газов*. Определяется как отношение объемной теплоты сгорания смеси к корню квадратному из относительной плотности этой смеси к воздуху:

$$Wo = Q / \frac{\sqrt{\rho_r}}{\rho_v}$$

где Wo – число Воббе, МДж/м³; Q – *теплота сгорания*, МДж/м³; ρ_r и ρ_v – плотность соответственно газовой смеси и воздуха, кг/м³.

В зависимости от вида теплоты сгорания (низшей или высшей), использованной в расчетах, В. ч. будет низшим (Wo_н) или высшим (Wo_в).

Расход природного газа пропорционален корню квадратному из перепада давлений (ΔP), поэтому при изменении давления пользуются в качестве крите-

рия *взаимозаменяемости* т. н. расширенным В. ч., к-рое должно оставаться постоянным. Оно определяется по формуле:

$$Wo_p = Wo \cdot \sqrt{\Delta P_r} = const,$$

где Wo_p и Wo – соответственно расширенное и обычное В. ч.; ΔP_r – избыточное давление природного газа, МПа.

Для учета определенных отклонений в характеристиках горения высших углеводородов и газовых смесей, содержащих O₂ или CO₂, в обычное и расширенное В. ч. были введены полуэмпирич. поправки. Было получено т. н. модифицированное В. ч. (Wo_м):

$$Wo_m = Wo \cdot k_1 \cdot k_2,$$

где k₁, k₂ – полуэмпирич. коэффициенты. Они равны:

$$k_1 = 1 - \frac{12,5(CO + 4O_2 - 0,5CO_2)}{100}$$

$$k_2 = 1 + 5,8 \cdot 10^{-6} Q^* + 0,131 \cdot 10^{-9} Q^{*2} - 1,22 \cdot 10^{-15} Q^{*3} = \dots,$$

где Q* – высшая теплота сгорания углеводородов выше метана, МДж/м³; CO, CO₂ и O₂ – молярные доли в природном газе соответственно оксида и диоксида углерода и кислорода, % об.

Модифицированное В. ч. позволяет предсказывать с более высокой точностью некачеств. горение в *газогорелочном устройстве*.

Т. о., мерой тепловой производительности и мощности любой горелочной или топочной системы являются показатели: обычное, расширенное и модифицированное В. ч. Если переход на др. газ вызовет

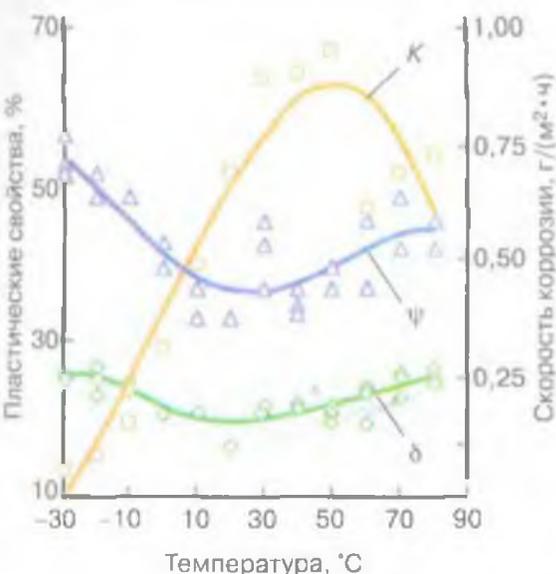


Рис. 5. Влияние температуры на скорость сероводородной коррозии (K) и охрупчивание (Ψ и δ) стали 45 в смеси вода – спирт (1:1), P_{H₂S} = 0,1 МПа, τ = 6 ч.

понижение В. ч., то уменьшится и тепловая мощность системы, что делает использование газа нового вида неприемлемым.

Наряду с низшей теплотой сгорания В. ч. является одной из осн. физико-технич. характеристик природного газа, регламентируемых ГОСТом. Область значений W_{0H} от 41,2 до 54,5 МДж/м³. Допустимое отклонение В. ч. от номинального не более $\pm 5\%$.

Лит.: Лом У. Л., Уильямс А. Ф., Заменители природного газа. Производство и свойства (пер. с англ.), М., 1979.

А. И. Плужников.

ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ газовых месторождений – режим, при котором приток природного газа к забоям добычных скважин обусловлен энергией сжатого газа и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. В. р. характерен для большинства м-ний природного газа. Сопровождается поступлением *пластовой воды* в газовую залежь, защемлением газа вследствие неполного вытеснения его из пористой среды, а также избирательного продвижения воды по хорошо дренируемым и наиболее проницаемым пропласткам. Связанное с В. р. замедление темпа падения *пластового давления* увеличивает продолжительность периода *бескомпрессорной эксплуатации* м-ния, повышает эффективность работы установок *низкотемпературной сепарации* и т. д. Недостаток В. р. – обводнение эксплуатационных скважин и вследствие этого необходимость увеличения их числа; понижение *коэффициента газоотдачи* пласта (до 0,79 для терригенных коллекторов и 0,7 – для карбонатных). Особое внимание при В. р. уделяется контролю и регулированию продвижения пластовых вод в залежи. Для этого скважины размещают по спец. схеме на площади м-ния, ведут дифференциальный отбор газа из разл. частей м-ния и др.

Лит.: Газовая энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–1991.

ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ горных пород – степень заполнения порового пространства, пустот и трещин в горн.

породе водой. В. в естеств. условиях соответствует влажности горн. породы (степени насыщенности водой пор, трещин и др. пустот в естеств. условиях). Макс. водонасыщение горн. пород определяется полной их влагоемкостью (способностью горн. породы удерживать в пустотах воду). Коэффициент В. ($k_{вн}$) определяют как отношение массы воды, насыщающей породу при обычной темп-ре и давлении, к массе поглощенной воды, нагнетаемой в породу под давлением до $1,5 \cdot 10^7$ Па. У воздушно-сухих пород $k_{вн} < 0,5$, у влажных 0,5–0,8, у полностью водонасыщенных 1,0. В. зависит от гидрогеологич. режима, минер. состава, характера порового пространства, кол-ва пор (рис.) и т. д.

В нефтегазоносных р-нах В. предопределяет характер распределения флюидов в породах, их подвижность в массивах, эффективность извлечения нефти и газа из пород. В. используется при косвенной характеристике морозостойкости скальных и полускальных пород, смерзаемости полезных ископаемых в зимний период.

ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ (ВНК) – поверхность, отделяющая в пласте нефтяную залежь или *нефтяную оторочку* газовой (газоконденсатной) залежи от контактирующих с ними напорных пластовых вод. Граница между водой и нефтью не является резкой; в зоне ВНК существует переходная зона (зона взаимного проникновения) разл. мощности (от долей до 10–15 м), зависящая от высоты капиллярного подъема воды, *коллекторских свойств* водоносных и нефтеносных отложений, а также от физико-химич. свойств воды и нефти.

Условно поверхность ВНК принимают за горизонтальную. Как правило, при наличии градиента напора *пластовых вод* ВНК наклонен в направлении снижения напора. Смещение залежи описывается формулой:

$$h_n = \frac{\rho_n}{\rho_v - \rho_n} \cdot \Delta h,$$

h_n – смещение нефтяной залежи, м; ρ_v , ρ_n – соответственно плотности воды и нефти в пластовых условиях, кг/м³; Δh – разность пьезометрич. уровней (перепады напоров) в пределах контура нефтеносности, м.

Положение ВНК определяется по данным опробования скважин, промыслово-геофизич. исследований или расчетным путем на основании замеров пластового давления воды, нефти и их плотностей. Положение ВНК определяется в абс. отметках или глубиной от устья скважины.

В. П. Ильченко.

ВОДОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ – однородные или близкие по фациально-литологич. составу и гидрогеологич. свойствам пласты водопроницаемых горн. пород, пустоты (поры, трещины) к-рых заполнены гравитационными водами.

По условиям залегания различают В. г.: в районах многолетней мерзлоты – надмерзлотные, межмерзлотные и

подмерзлотные; в нефтегазоносных районах – контурные, верхние, нижние и промежуточные; в районах рудных и угольных м-ний – надрудные (надугольные), подрудные (подугольные); в соляных м-ниях – надсолевые, межсолевые, подсолевые и околосолевые. По гидравлич. условиям выделяют В. г. напорные (между водоупорными толщами) и безнапорные (грунтовые); по внутр. строению одно-, двух- и многослойные; по типу водоупорного ложа – наклонные, горизонтальные и смешанные.

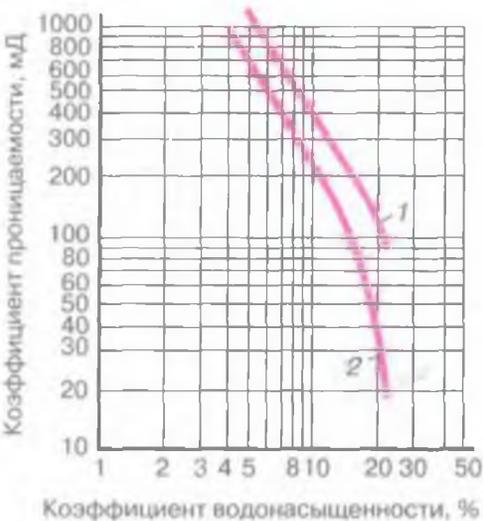
ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС – неск. *водоносных горизонтов*, гидродинамически связанных друг с другом (на участках ослабленных водоупоров) и имеющих близкие химич. состав и минерализацию *подземных вод*. Различные В. к. разделены между собой достаточно мощными и протяженными водоупорными горизонтами (толщами). Однако на отд. участках водоупоры между В. к. могут литологически изменяться. Тогда образуются гидродинамические т. н. окна перетока, или окна разгрузки, подземных вод вплоть до земной поверхности.

Гидрогеологич. комплекс, содержащий залежи нефти, газа или газоконденсата, часто наз. водонефтегазоносным комплексом.

ВОДОПОГЛОТИТЕЛИ трубопроводные – вещества, предназначенные для удаления водяных паров из углеводородных газов (природных и нефтяных), транспортируемых по газопроводам; предотвращают образование в трубопроводах *газовых гидратов*. В качестве В. используют *гликоли*, *метанол*, хлористый кальций (применяется в виде 30%-ного водного раствора); подаются в трубопровод дозирующим насосом. Наиболее распространенный В. – метанол. Остальные В., кроме хлористого кальция, ввиду относительно высокой стоимости, используют в осн. для *осушки* природного газа на установках большой производительности (20–100 млн. м³/сут). Применение растворов хлористого кальция ограничено в связи с вызываемой ими *коррозией* трубопроводов и промышленного оборудования.

ВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – юридически обусловленная деятельность граждан и юридич. лиц, связанная с использованием водных объектов. Предприятия газовой отрасли являются спец. водопользователями, осуществляющими самостоятельный забор воды из источников и отведение *сточных вод* с использованием соответствующих водозаборных и водоотводящих сооружений.

На предприятии рассчитываются и утверждаются нормы водопотребления и водоотведения по всем операциям осн. и вспомогательного произ-ва, а также на хоз.-бытовые нужды работников. Водозабор осуществляется из поверхностных или из подземных источников. На предприятиях отрасли действуют прямоточная, обратная и повторно-последовательная системы водоснабжения. Для каж-



Зависимость коэффициента проницаемости осадочных пород от коэффициента водонасыщенности при различной пористости пород (P): 1 – при P, равном 20%; 2 – при P, равном 12%.



Схема водопользования.

дой технологич. операции рекомендован определенный вид потребляемой воды (питьевая, производств., умягченная), отражающий ее качеств. состав. Для получения воды требуемого состава на предприятиях действуют установки водоподготовки. Качеств. состав воды регламентируется нормативными документами федерального и отраслевого уровня.

Суммарный объем сбрасываемых сточных вод газовой отрасли по сравнению с общим сбросом сточных вод пром. предприятий РФ относительно невелик (ок. 0,1%). Учитываются в осн. канализуемые сбросы после *очистных сооружений* и кол-во закачиваемых промстоков в поглощающие скважины.

Предприятия отрасли при круглосуточной работе характеризуются неравномерным образованием стоков, режим отведения к-рых непрерывный с переменным расходом, обусловленный периодичностью нек-рых технологич. операций и неравномерностью образования стоков. Осн. водоотведение в природную среду осуществляют предприятия добычи, транспорта и хранения газа (рис.). На газоперерабатывающих предприятиях применяются системы оборотного водоснабжения (повторного использования воды в технологич. цикле после ее очистки).

Сбросы предприятия осуществляются в соответствии с нормативами *предельно допустимых сбросов* для каждого вещества, т.е. разрешением на данный вид сброса, и контролируются территориальными природоохранными органами. Нормы качества поверхностных вод устанавливаются в соответствии с видами В.

К хоз.-питьевому В. относится использование водных объектов в качестве источника такого В., а также для В. предприятий пищевой пром-сти.

К коммунально-бытовому В. относится использование водных объектов для купания, спорта и отдыха населения, а также иное использование водных объектов, находящихся в черте населенных мест.

Рыбохозяйств. водотоки и водоемы, используемые для воспроиз-ва, промысла и миграции рыб, беспозвоночных и водных млекопитающих, подразделяются на 3 категории: высшая — места расположения нерестилищ, массового нагула и зимовальных ям особо ценных видов рыб и др. промысловых водных организмов, а также охранные зоны хоз-в для искусств. разведения и выращивания рыб, водных животных и растений; первая — водные объекты, используемые для сохранения и воспроиз-ва ценных видов рыб; вторая — водные объекты, используемые для др. рыбохозяйств. целей.

Н. В. Попадько.

ВОДОРАСТВОРЁННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО — рассеянное органич. вещество осадочных пород и органич. вещество седиментогенных вод, унаследованных от древних бассейнов осадконакопления. Источником являются продукты жизнедеятельности животных и растений, протекающей в разл. водоемах и на суше, а также продукты разложения их остатков. Критерием общего кол-ва В.о.в. служит общее содержание органич. углерода $C_{орг}$, фоновая концентрация к-рого различна для разных геологич. районов и комплексов отложений. В нефтеносных районах на геохимич. фон по В.о.в. накладывается ореольное диффузионное рассеяние органич. веществ из залежей углеводородов.

Органич. вещество подземных вод состоит из летучих и нелетучих компонентов. В летучих компонентах наряду с водяным паром преобладают вещества, летучие в кислой среде, к-рые вместе с нелетучими составляют от 50 до 90% В.о.в. Кол-во летучих веществ в В.о.в. не зависит от возраста отложений и характеризует только степень гидрогеологич. закрытости бассейна.

В состав нелетучих В.о.в. входят битумоидные и небитумоидные (гуминовые) компоненты. Содержание битумоидных веществ, экстрагируемых хлороформом, резко колеблется в водах молодых и

древних отложений. Содержание водных битумоидов в водах Зап. Сибири составляет неск. десятков мг на 1 л, в т.ч. до 40% — углеводороды.

Важными характеристиками состава водных битумоидов являются величины иодатной окисляемости и отношения $O_{иод}/C_{бит}$, служащие косвенными показателями кол-ва в их составе трудно окисляющихся веществ и степени их восстановленности (окисленности).

Содержание в водах азотистых компонентов не зависит от возраста отложений и определяется, по-видимому, составом исходного органич. вещества.

В. П. Ильченко.

ВОДОРАСТВОРЁННЫЕ ГАЗЫ — газы, сорбированные водами и извлекаемые из них путем дегазации. Состав В.г. связан с составом свободных газов окружающей среды: с составом атмосферы (N_2 , O_2 , CO_2 , Ar); с газами, образующимися при биохимич. процессах (CH_4 , H_2S , H_2); при процессах дегазации мантии, метаморфизации горн. пород, радиолиза воды, идущих в земной коре на больших глубинах (CO_2 , CO, H_2S , H_2 , CH_4 , HCl, Br, I, He) В водах поверхности и зоны свободного водообмена преобладают O_2 и N_2 . С ростом глубины залегания *водоносных комплексов* в водах уменьшаются кол-во O_2 и атм. N_2 , растет содержание биогенных CO_2 и N_2 , появляются CH_4 и тяжелые углеводороды (ТУ). В древних водоносных пластах содержание ТУ может достигать 15–20%. К появлению в водах CO_2 и H_2S приводят биохимич. процессы восстановления сульфатов, но на больших глубинах может происходить их абиогенное восстановление. Ar имеет атм. происхождение, но часть его на глубине может быть радиогенным. Важным критерием, определяющим содержание В.г. в водах, является их растворимость, зависящая от состава газов, к-рая увеличивается с ростом давления (лишь до темп-ры 50 °C прямо пропорционально, согласно закону Генри) и уменьшается с повышением темп-ры и минерализации вод. Если *пластовое давление* ($P_{пл}$) меньше *давления насыщения* В.г. (P_T) — часть газа будет в свободной фазе; если $P_{пл} > P_T$ — вода не донасыщена газом. Коэф. газонасыщенности (растворимости) соответствует объему газа, поглощаемого 1 мл воды при *нормальных условиях*. Газовым фактором наз. кол-во газа, содержащееся в 1 м³ воды. Газосодержание *подземных вод* возрастает от бортовых частей в глубь *нефтегазоносного бассейна* (НГБ). Состав В.г. при этом меняется от азотных к азотно-метановым и метановым и растет коэф. газонасыщенности ($P_T/P_{пл}$). Предельное газонасыщение в молодых НГБ ($P_T = P_{пл}$) достигается на глубинах 600–800 м, в древних палеозойских толщах — на глубинах 3,5–4 км. Минимальная потенциальная газоемкость подземной гидросферы оценивается в $n \cdot 10$ млрд. км³. Она является гл. регулятором дегазации Земли и гл. аккумулятором газов, ресурсы к-рых оцениваются в 10^{18} м³.

Таблица. Классификация водорастворенных газов по их химическому составу (Ильченко В. П., 1996)

Класс газа	Тип газа	Содержание компонентов	Индекс
Углеводородный (метановый)	Метановый	$CH_4 > 75$	М
	Метаново-азотно-сероводородный	$CH_4 > 50, N_2 > H_2S > CO_2$	MAC
	Метаново-азотно-углекислый	$CH_4 > 50, N_2 > CO_2 > H_2S$	MAУ
	Метаново-сероводородно-азотный	$CH_4 > 50, H_2S > N_2 > CO_2$	MCA
	Метаново-сероводородно-углекислый	$CH_4 > 50, H_2S > CO_2 > N_2$	MCУ
	Метаново-углекисло-азотный	$CH_4 > 50, CO_2 > N_2 > H_2S$	MУA
	Метаново-углекисло-сероводородный	$CH_4 > 50, CO_2 > H_2S > N_2$	MУC
Азотный	Азотный	$N_2 > 75$	A
	Азотно-метаново-сероводородный	$N_2 > 50, CH_4 > H_2S > CO_2$	AMC
	Азотно-метаново-углекислый	$N_2 > 50, CH_4 > CO_2 > H_2S$	AMУ
	Азотно-сероводородно-метановый	$N_2 > 50, H_2S > CH_4 > CO_2$	ACM
	Азотно-сероводородно-углекислый	$N_2 > 50, H_2S > CO_2 > CH_4$	ACУ
	Азотно-углекисло-метановый	$N_2 > 50, CO_2 > CH_4 > H_2S$	AUM
	Азотно-углекисло-сероводородный	$N_2 > 50, CO_2 > H_2S > CH_4$	AУC
Сероводородный	Сероводородный	$H_2S > 75$	C
	Сероводородно-метаново-азотный	$H_2S > 50, CH_4 > N_2 > CO_2$	CMA
	Сероводородно-метаново-углекислый	$H_2S > 50, CH_4 > CO_2 > N_2$	CMУ
	Сероводородно-азотно-метановый	$H_2S > 50, N_2 > CH_4 > CO_2$	CAM
	Сероводородно-азотно-углекислый	$H_2S > 50, N_2 > CO_2 > CH_4$	CAУ
	Сероводородно-углекисло-метановый	$H_2S > 50, CO_2 > CH_4 > N_2$	CUM
	Сероводородно-углекисло-азотный	$H_2S > 50, CO_2 > N_2 > CH_4$	CUA
Углекислый	Углекислый	$CO_2 > 75$	У
	Углекисло-метаново-азотный	$CO_2 > 50, CH_4 > N_2 > H_2S$	УМА
	Углекисло-метаново-сероводородный	$CO_2 > 50, CH_4 > H_2S > N_2$	УMC
	Углекисло-азотно-метановый	$CO_2 > 50, N_2 > CH_4 > H_2S$	УAM
	Углекисло-азотно-сероводородный	$CO_2 > 50, N_2 > H_2S > CH_4$	УAC
	Углекисло-сероводородно-метановый	$CO_2 > 50, H_2S > CH_4 > N_2$	УCM
	Углекисло-сероводородно-азотный	$CO_2 > 50, H_2S > N_2 > CH_4$	УCA

Для сохранения азотных В. г. необходима высокая закрытость недр и обедненность их органич. веществом. Кислые ($H_2S - CO_2$) воды связаны с ниж. зонами НГБ (глуб. 2–5 км) в районах, где развиты карбонатно-сульфатные толщи, обогащенные органич. веществом, в условиях весьма высоких тем-р (до 300 °С). С этими районами связаны залежи нефти или газоконденсата, содержащие H_2S и CO_2 . Там, где тем-ры невысоки и абиогенная сульфат-редукция невозможна, состав В. г. представлен гл. обр. метаном. Метановые воды наиболее распространены в НГБ. С ними связаны м-ния нефти, газа и конденсата, к-рые сами могут быть поставщиками в воды метана и ТУ. Повышенные концентрации ТУ в составе

В. г. указывают на наличие залежи нефти или конденсата, высокое газосодержание метановых вод – на залежи газа. Изотопный состав углерода метана позволяет также прогнозировать характер залежи углеводородов: при значении $\delta^{13}C$ метана от –20 до –30‰ – это газовые залежи; от –30 до –40‰ – газоконденсатные; от –40 до –55‰ – нефтяные.

Выделяют три газогидрохимич. обстановки формирования, сохранения и разрушения залежей углеводородов: фазовое равновесие между залежами и подземными водами – предельная газонасыщенность вод; $P_r/P_{пл} > 1$, благоприятные перспективы для поисков залежей газа и газоконденсата; смещенное фазовое равновесие – $P_r/P_{пл} < 1$, залежи

разрушаются; при незначительном смещении фазового равновесия возможно сохранение залежей газа и нефти, при значительном – только залежей нефти; отсутствие фазового равновесия – активная циркуляция вод, высокая раскрытость недр, неблагоприятные перспективы для поисков залежей углеводородов, возможны залежи азотного газа.

В нефтегазоносных басс. в составе растворенных газов пластовых вод преобладают: углеводороды, N_2 , H_2S и CO_2 . Др. компоненты содержатся в крайне незначительных кол-вах.

Выделяют 4 класса В. г.: углеводородный (метановый); азотный; сероводородный; углекислый. Класс газа определяют по преобладающему компоненту газовой смеси, а его тип – по первым трем ингредиентам (газовым составляющим), т.к. практика многочисл. гидрогеологич. исследований показала, что именно три первые составляющие являются преобладающими в составе газовой смеси. При определении типа газа название газовой смеси дается в порядке убывания кол-ва газовых компонентов. Такой подход отражает классификационные принципы, традиционно установившиеся в нефтегазовой геологии (табл.). Смешанные газы, в к-рых каждый компонент имеет значительное содержание, можно представить в виде индексов. Состав газовой ассоциации можно выразить в виде формулы, ставя в ней газы в порядке убывания. Напр., если формула имеет вид МСУ, то класс газа углеводородный (метановый), а тип его – метаново-сероводородно-углекислый.

В. П. Ильченко.

ВОДОРОД, Н, – химич. элемент периодич. системы элементов Менделеева, к-рый относят одновременно к I и VII группам, атомный номер 1, атомная масса 1,0079. Природный В. имеет стабильные изотопы – протий (1H), дейтерий (2H , или D) и радиоактивный – тритий (3H , или T). Для природных соединений Земли ср. отношение $D/H = (158 \pm 2) \cdot 10^{-6}$. Равновесное содержание 3H на Земле $\sim 5 \cdot 10^{27}$ атомов. Впервые В. описал в 1766 англ. ученый Г. Кавендиш. При обычных условиях В. – газ без цвета, запаха и вкуса. В природе в свободном состоянии находится в форме молекул H_2 . Энергия диссоциации молекулы H_2 – 4,776 эВ; потенциал ионизации атома В. 13,595 эВ. В. – самое легкое вещество из всех известных, плотность при нормальных условиях 0,0899 кг/м³; $t_{кип}$ –252,6 °С, $t_{пл}$ –259,1 °С; критич. параметры: t –240 °С, давление 1,28 МПа, плотность 31,2 кг/м³. Наиболее теплопроводный из всех газов [0,174 Вт (м·К) при нормальных условиях], уд. теплоемкость $14,208 \cdot 10^3$ Дж (кг·К). Жидкий В. очень легкий (плотность при –25 °С 70,8 кг/м³) и текуч (вязкость при –253 °С равна 13,8 сП). В большинстве соединений В. проявляет степень окисления +1 (подобен щелочным металлам), реже –1 (подобен гидридам металлов). В обычных условиях молекулярный В. малоактивен; растворимость в воде при нормальных условиях 0,0182 мл/г; хоро-

но растворим в металлах – Ni, Pt, Pd и других. С кислородом образует воду с выделением тепла 143,3 МДж/кг (при 25 °С и 0,1 МПа); при 550 °С и выше реакция сопровождается взрывом. При взаимодействии с фтором и хлором реакции идут также со взрывом. Осн. соединения В.: вода H₂O, аммиак NH₃, сероводород H₂S, метан CH₄, гидриды металлов и галогенов CaH₂, HBr, HI, а также органич. соединения C₂H₄, HCHO, CH₃OH и др.

В. – широко распространенный в природе элемент, содержание его в земной коре 1% (по массе). Гл. резервуар В. на Земле – вода гидросферы (11,9%, по массе). В. – один из осн. компонентов всех природных органич. соединений. В свободном состоянии присутствует в вулканич. и др. природных газах, в атмосфере (0,0001%, по числу атомов). Составляет осн. часть массы Солнца, звезд, межзвездного газа, газовых туманностей. В атмосферах планет присутствует в форме H₂, CH₄, NH₃, H₂O, CN, NHOH и др. Входит в состав корпускулярного излучения Солнца (потoki протонов) и космических лучей (потoki электронов).

Сырье для пром. получения В. – газы нефтепереработки, природные газы, продукты газификации угля и др. Осн. способы получения В.: реакция углеводородов с водяным паром, неполное окисление углеводородов кислородом, конверсия окиси углерода, электролиз воды. В. применяют для произ-ва аммиака, спиртов, синтетич. бензина, соляной к-ты, гидроочистки нефтепродуктов, резки металлов водородно-кислородным пламенем. В. – перспективное газообразное горючее. Дейтерий и тритий нашли применение в атомной энергетике.

Лит.: Природные изотопы гидросферы, М., 1975; Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ВОДОРОДНОЕ ОХРУПЧИВАНИЕ – снижение пластич. свойств металла в результате поглощения водорода. См. также статьи *Внутренняя коррозия*, *Коррозионный контроль*.

ВОДОРОДНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ (расслоение) – зарождение и развитие в стальных изделиях расслаивающих металл трещин, расположенных в плоскостях, параллельных поверхности изделия (трубы, сосуда). Наиболее часто возникает и развивается при эксплуатации в сероводородсодержащих средах изделий, изготовленных из углеродистых и низколегированных, относительно мягких прокатанных сталей со структурой, характеризующейся наличием раскатанных неметаллич. включений, пор и пустот, в к-рых ионизированный водород может образовывать молекулы, накапливаться, развивать высокое давление, способное вызвать зарождение и рост трещины. Расположенные в близлежащих слоях металла трещины могут объединяться, образуя поперечные (по отношению к поверхности) трещины, ослабляющие конструкционную прочность изделия и способные привести к разрушению

изделия. К этому виду разрушения более склонны изделия из толстолистовой стали (сосуды, трубы), загрязненной неметаллич. включениями (сульфиды марганца, соединения фосфора и др.), скопление к-рых тяготеет в слитке к его оси, а в листе – к ср. слоям его толщины. Бесшовные толстостенные трубы также могут подвергаться В. р., но в меньшей степени – при одинаковом химич. составе стали. Литые изделия, в структуре к-рых раскатанные неметаллич. включения отсутствуют, не склонны к В. р.

Для предупреждения В. р. применяют изделия из сталей, в к-рых возможно миним. содержание серы 0,001–0,005%, фосфора (не более 0,015%) и миним. кол-во неметаллич. включений.

В. П. Афанасьев.

ВОДОРОДНЫЙ ЗОНД – устройство, имитирующее несплошность в металле и позволяющее измерять кол-во водорода, проникающего через его стенку. В. з. используют для контроля коррозионных процессов. Подробно см. в ст. *Коррозионный контроль*.

ВОДОРОДНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ (рН) – характеризует концентрацию (точнее активность) ионов водорода в растворах. Численно равен отрицательному десятичному логарифму концентрации ионов водорода (в грамм-ионах на 1 л): $pH = -\lg [H^+]$ г-ион/л, где $[H^+]$ – концентрация ионов водорода.

Понятие рН введено в нач. 20 в. для удобства расчетов, связанных с концентрацией ионов водорода. В. п. водных растворов от 0 до 14. Растворы, имеющие при t 22 °С $pH > 7$, считаются щелочными, $pH = 7$ – нейтральными, $pH < 7$ – кислыми. В. п. определяют обычно кислотно-щелочными индикаторами, изменяющими свою окраску при изменении рН, более точно – потенциометрическим методом. В. п. влияет на направление и скорость протекания многих химических реакций и биохимических процессов. Определение рН требуется в процессах флотации, гидрометаллургии, очистки *сточных вод* и др.

ВОДЯНОЙ КОНУС – локальное поднятие поверхности подошвенной воды при эксплуатации скважин в нефтяных или газовых залежах. Образование его обусловлено характером распределения гидродинамического давления в окрестности забоя скважины, при к-ром вертикальная составляющая градиента давления и скорости фильтрации имеет максимальное значение на нижнем конце интервала вскрытия, расположенном выше *водо-нефтяного контакта* или *газоводяного контакта*. На формирование В. к. оказывают значительное влияние *анизотропия* пласта и *пластовая депрессия* у забоя скважины.

Для устойчивости В. к. необходимо соблюдение условия: $\frac{dP}{dZ} \leq \gamma_w$ в точке А (где

P – давление; Z – вертикальная координата; γ_w – плотность воды). При нарушении этого условия вершина В. к. заостряется, и вода пробивается в скважины.

При наличии в пласте непроницаемых глинистых пропластков значительной протяженности обводненность скважины уменьшается тампонажем забоя до их уровня. Для процесса конусообразования характерна нестационарность, обусловленная вытеснением нефти (газа) водой.

В. П. Ильченко.

ВОДЯНОЙ ЯЗЫК, см. *Язык обводнения*.

ВОЗВРАТ СКВАЖИН – перевод скважин на добычу нефти, газа и др. полезных ископаемых с одних объектов (пластов, горизонтов) на другие. Осуществляется при разработке м-ний с несколькими продуктивными пластами, разбуренными единой сеткой скважин, когда скважины, вскрывшие один из объектов, полностью выработаны, обводнены или изменилось их техническое состояние (снятие колонн, аварии с оборудованием). Различают В. с. на вышележащие (по отношению к ранее эксплуатируемым) и нижележащие объекты. В. с. на вышележащие объекты производят отключением выработанного пласта (горизонта) *цементированием* (под давлением) чаще всего растворами тампонажного портландцемента с оставлением отвердевшего «стакана» в *обсадной колонне* или установкой мостовых пробок. При отсутствии качеств. разобщения пластов одновременно производят восстановление герметичности затрубного пространства скважины, иногда с подъемом цементного раствора для перекрытия вводимого в эксплуатацию объекта. После проверки герметичности эксплуатационной колонны и качества разобщения пластов осуществляют вскрытие вышележащего объекта и ввод его в эксплуатацию. При В. с. на нижележащие объекты ранее эксплуатируемый пласт (горизонт) отключают цементированием с разбуриванием в обсадной колонне отвердевшего «стакана» из тампонирующего состава. При добыче углеводородного сырья В. с. на нижележащие объекты производится в редких случаях.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ВОЗМЕЩЕНИЕ УЩЕРБА в природопользовании. 1) Компенсация ущерба за нанесенный вред (прямой или опосредованный) собственнику природных ресурсов (гос-ву или частному лицу), в т. ч. путем натурной компенсации, со стороны природопользователя (частного или ведомства). При этом компенсация (очистка, облесение территории, *рекультивация земель* и т. п.) должна проводиться в месте нанесения ущерба. 2) Компенсация дополнительных затрат в результате изменения кол-ва или ухудшения качества природного ресурса, а также ухудшения условий произ-ва за счет нарушения окружающей среды природопользователю другим природопользователем. 3) Компенсация гражданам (физич. лицам) потерь, возникших за счет ухудшения их здоровья или условий проживания в результате нарушения окружающей среды. Компенсация производится виновниками нанесенного ущерба.

Л. В. Шарихина.

ВОЛГОГРАДСКО - КАРАЧАГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Прикаспийская нефтегазоносная провинция*.

«ВОЛГОГРАДТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Транспортирует $\frac{1}{6}$ газа, добываемого ОАО «Газпром». Адм. центр – г. Волгоград.

Создано в 1992 на базе Волгоградского упр-ния магистральных газопроводов, созданного в 1965 на базе Сталинградской конторы газопередачи (основана в 1953).

В 1946 из скважины Арчединского м-ния ударил газовый фонтан, а уже в 1953 по первому в Ниж. Поволжье магистральному газопроводу Арчеда – Сталинград природный газ пришел на Сталинградскую ГРЭС. Магистральные газопроводы прошли через Волгоградскую обл. на гг. Воронеж и Ростов, в Центр России и за ее пределы. Магистральные газопроводы создали огромные возможности для пром. и соц. развития всего региона. Природный газ дал развитие химич., металлургич. пром-сти и тракторостроению.

«В.» обеспечивает транспортировку природного газа между Казахстаном и Украиной, заполярными м-ниями и Сев. Кавказом, является одним из базовых звеньев поставок газа в Турцию (проект «Голубой поток»).

По крупнейшим газовым магистралям (Ср. Азия – Центр, Оренбург – Новопсков, «Союз», Уренгой – Новопсков, Петров – Новопсков) общей протяженностью ок. 7 тыс. км газ поступает в центр. районы России, ближнее зарубежье и Зап. Европу. Св. 300 населенных пунктов Волгоградской, Воронежской и Ростовской областей обеспечены природным газом.

На нач. 2002 ООО способно перекачивать до 135 млрд. м³ газа в год. В его составе 24 компрессорных цеха, оснащенных 166 *газоперекачивающими агрегатами*. Построено и введено в эксплуатацию 189 газопроводов-отводов и 220 *газораспределительных станций*. Четыре *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции*, расположенные на терр. Волгоградской обл., способны запрашивать сжатый газом до 2 тыс. автомашин в сутки, а *передвижные автогазозаправщики* предназначены для заправок в полевых условиях в сельских р-нах.

Особое внимание уделяется *газификации* населенных пунктов. Так, к кон. 2000 его уровень в Волгоградской обл. достиг 80%, а по протяженности построенных газопроводов-отводов регион занимает 1-е место в России.

С кон. 1980-х гг. «В.» работает над созданием подземного хранилища газа в залежах каменной соли в 30 км от г. Волгоград. Хранилище объемом 800 млн. м³ активного газа должно обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей топливом во время зимних пиковых нагрузок.

ООО включает 22 филиала, в т. ч. 14 линейных производств. упр-ний магист-

ральных газопроводов, две пром. площадки и вспомогательные подразделения.

Осн. задача предприятия – модернизация технологич. оборудования, подача газа потребителям и обеспечение надежной и безопасной работы *Единой системы газоснабжения* России.

Одна из гл. задач ООО – реконструкция и модернизация технологич. оборудования газопроводов и компрессорных станций, введенных в эксплуатацию в 70-х гг. 20 в. Специалисты «В.» ежегодно ремонтируют ок. 90 км трассы. Однако старение технологич. коммуникаций требует проводить капитальный ремонт 200 км газопроводов в год. Применение новейших методов дефектоскопии позволяет на ранних стадиях выявлять поврежденные коррозионные участки труб.

«В.» обслуживает уникальное сооружение – *переход* через Волгоградское водохранилище: это коридор из 9 ниток газопровода. Трассы уходят в воду с левого берега, к С. от райцентра Быково, и выходят на правый берег, в р-не Антиповской газоконпрессорной станции. В этом месте создана спец. дамба, защищающая берег от размыва. Подобные берегоукрепительные работы впервые проведены в России.

А. С. Сизоненко.

«ВОЛГОТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100% ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших предприятий по объемам транспортируемого газа из районов Зап. Сибири и Крайнего Севера. Адм. центр – Ниж. Новгород.

Создано в 1992 как правопреемник одноименного производств. объединения, образованного в 1974 вместо Горьковского упр-ния магистральных газопроводов в связи с окончанием стр-ва газопровода Саратов – Горький.

Предприятие транспортирует и поставляет газ потребителям 11 областей и республик Центральной части Рос. Федерации (Владимирской, Ивановской, Кировской, Костромской, Нижегородской, Пензенской, Ярославской областей, республик Мордовия, Марий-Эл, Татарстан и Чувашия), а также потребителям ближнего и дальнего зарубежья.

На нач. 2003 протяженность газопроводных систем, перемычек, газопроводов-отводов составляет 12 тыс. км, по к-рым ежегодно перекачивается до 240 млрд. м³ природного газа. Эту работу выполняют 49 *компрессорных цехов*, 347 *газораспределительных станций*.

В транспортировке и поставках газа потребителям задействовано 19 подразделений: 16 линейных производств. упр-ний магистральных газопроводов, производственно-технич. упр-ние «Волгогазэнергоремонт», ремонтно-восстановительное упр-ние, упр-ние технологич. транспорта и специализирован. техники.

Контроль за транспортом газа по всему комплексу систем *магистральных газопроводов* осуществляет производственно-диспетчерская служба, работа к-рой поддерживается информационно-вычис-

лительным центром предприятия, куда в режиме реального времени поступает информация с каждого объекта: линейного участка, компрессорной станции и *газоперекачивающего агрегата* газораспределительной станции. Это стало возможным благодаря внедрению новейших микропроцессорных систем автоматики газоперекачивающих агрегатов, систем телемеханики и программного комплекса.

На нач. 2003 в подразделениях предприятия действовало 10 *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций* (АГНКС), ведутся опытно-конструкторские работы по созданию малогабаритных газораспределительных станций и АГНКС для использования на пром. площадках линейных упр-ний магистральных газопроводов и компрессорных станций.

В «В.» ведется интенсивное технологич. перевооружение всех подразделений общества. Осуществляется модернизация агрегатного парка, компрессорных и газораспределительных станций, КиП и автоматики и др. направлений.

В ООО ведется активное внедрение интегриров. автоматизированной системы упр-ния в рамках реализации пилотного проекта создания отраслевой системы газоснабжения России. Большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды.

Компания занимается благотворительностью и спонсорской деятельностью, поддерживая и реализуя культурные проекты и мероприятия, направленные на сохранение культурного наследия страны. Большое внимание уделяется развитию соц. сферы предприятия.

И. Л. Щеголев.

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – находится в вост. части Восточно-Европейской равнины и расположена в пределах Пермской, Свердловской, Кировской, Ульяновской, Саратовской и Волгоградской областей, Татарии, Башкирии, Удмуртии, Республики Марий Эл, Мордовии и Чувашии. Общая перспективная площадь 670 тыс. км².

Провинция занимает вост. часть *Восточно-Европейской платформы*, включающую Волго-Уральскую антеклизу, Рязано-Саратовский прогиб и часть Предуральского краевого прогиба. На Ю. провинция граничит с Прикаспийской синеклизой, на З. – с Воронежской антеклизой. В нефтегазоносной провинции выявлен ряд крупных сводов (Камский, Татарский, Пермский, Башкирский и др.) и впадин (Верхнекамская, Бузулукская, Мелекесская и др.). В узком стратиграфич. интервале пород (верх. девон – ниж. карбон) прослеживается сложно построенная Камско-Кинельская система прогибов, представляющая древнюю систему впадин, не компенсированных осадками, и отличающаяся резким несоответствием структурных планов с ниже- и вышележащими породами.

По комплексу тектонич. и литофациальных факторов в составе провинции выделены 13 нефтегазоносных областей, 7 из к-рых характеризуются исключи-

тельной или преобладающей нефтеносностью (Верхнекамская, Прикамская, Северо-Татарская, Мелекеская, Южно-Татарская, Уфимская и Средневожская нефтеносные области). В Пермско-Башкирской, Бузулукской и Нижневожской областях в балансе ресурсов углеводородов преобладает нефть, в *Оренбургской нефтегазоносной области*, Южно-Предуральской (Бельская впадин. Предуральского краевого прогиба) и Среднепредуральской (Соликамская и Юрюзано-Сылвенская впадины) – в балансе ресурсов углеводородов преобладает *свободный газ*.

Разрез осадочного чехла представлен континентальными, прибрежно-морскими и морскими (терригенными и карбонатными) образованиями рифейского, вендского и палеозойского возраста (с незначительным развитием пород мезозоя), имеющими на В. толщину до 9–12 км.

М-ния нефти и газа в провинции распространены в диапазоне от вендских до юрских отложений с преобладающей концентрацией ресурсов углеводородов в породах девонского, каменноугольного и в меньшей степени пермского возраста. На ряде площадей Верхнекамской впадин. выявлены нефтегазопоявления в рифейских отложениях, относимых к *переходному комплексу*.

Выделяются 9 *нефтегазоносных комплексов* (НГК) с залежами нефти и газа пром. значения: докембрийский – вендский терригенный; девонский – эйфельско-нижнефранский преим. терригенный; девон-каменноугольный – верхнефранско-турнейский карбонатный; каменноугольные – нижне-средневизейский терригенный, средневизейско-башкирский карбонатный и верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный (на С.-В. провинции карбонатный); пермский – каширско-кунгурский терригенно-карбонатно-сульфатный и уфимско-казанский карбонатно-терригенный; средне-верхнеюрский терригенный, имеющий ограниченное распространение в юго-зап. части провинции.

Залежи свободного газа выявлены во всех НГК, кроме вендского. Единственный НГК, в котором преобладают газовые и газоконденсатные залежи – каширско-кунгурский комплекс. С ним связана уникальная залежь газа *Оренбургского месторождения*. Он характеризуется толщиной до 1300 м в платформенной части провинции и до 3500 м – в Предуральском краевом прогибе. Его коллекторы представлены кавернозными и трещиноватыми органогенно-обломочными и микрокристаллич. известняками, доломитами и мергелями. Региональная покрывка – карбонатно-сульфатные, сульфатные и соленосные отложения кунгурского яруса.

К нач. 2000 в провинции открыто св. 1100 м-ний, из них ок. 220 с залежами свободного газа. Наиболее крупные м-ния: нефтяные – Ромашкинское, Новоедховское, Арланское, Туймазинское, Шкаповское, Ярино-Каменноложское, Муха-

новское, Кулешовское, Покровское, Бобровское, Чутырско-Киенгопское и др.; газовые и газоконденсатные – Оренбургское, Коробковское, Степновское. *Продуктивные горизонты* выявлены на глубинах 0,2–5,4 км. Залежи в осн. пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные, массивные и в небольшом кол-ве тектонически экранированные.

Первые небольшие газовые м-ния в провинции были открыты в 30-х гг. 20 в., но их освоение позволило удовлетворять лишь потребности местной пром-сти. Добыча газа начала развиваться в 1941 после открытия Елшано-Курдюмского м-ния, ставшего базовым для магистрального газопровода Саратов – Москва. Максимум добыча газа (51 млрд. м³) достигла в 1981, к 1994 она снизилась до 34 млрд. м³, в 1999 – до 26,4 млрд. м³. Осн. добыча связана с Оренбургским м-нием, доля к-рого в накопленной добыче газа по провинции составляет 79, а текущей добыче 94%.

На нач. 2000 выработанность начальных разведанных запасов газа в провинции превысила 50%, разведанность *на чальных суммарных ресурсов* составила 55,5%. Практически все запасы и ресурсы представлены *сероводородсодержащим газом*, что осложняет технологию его добычи и транспортировки. Регион пребывает в состоянии падающей добычи газа, и прогнозируется дальнейшее ее снижение.

Осн. перспективы подготовки новых запасов газа связаны с терр. вблизи Оренбургского м-ния, где возможно открытие залежей в терригенных девонских и терригенно-карбонатных каменноугольных отложениях Соль-Илецкого свода и Восточно-Оренбургского поднятия, а также Бузулукской впадин. *В. В. Аленин.*

ВОРОНКА РЕПРЕССИИ, см. *Репрессионная воронка*.

ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКАЯ ПЛАТФОРМА, Русская платформа, – один из крупнейших относительно устойчивых участков континентальной земной коры, относящийся к числу древних (дорифейских) платформ. Занимает значительную часть Вост. и Зап. Европы. Сев.-зап. граница проходит по надрывам норвежских каледонид, восточная – по границе с герцинским Уралом, южная – по краевым разломам с герцинскими и более древними складчатыми сооружениями Предкавказья, Крыма и Добруджи. Зап. граница протягивается от междуречья Днестра и Дуная на С.-З. через Среднеевропейскую равнину и Балтийское м. Точное положение границы остается дискуссионным. На С. акватории Баренцева м. платформа переходит в пассивную континентальную окраину Ледовитого ок.

Фундамент платформы слагают смятые в складки сильно метаморфизованные осадочные и магматич. породы архея и ниж. протерозоя, на больших пространствах превращенные в гнейсы и кристаллич. сланцы. В фундаменте платформы выделяются массивы древнего

архейского возраста св. 2500 млн. лет (массивы Беломорский, Украинно-Воронежский и др.). Между ними находятся карельские складчатые системы, сложенные породами протерозойского возраста (2600–1600 млн. лет). Осн. массивы и зоны ограничены глубинными разломами, образующими неск. протяженных систем: Рязано-Саратовскую, Московско-Кировско-Сыктывкарскую, Мезенско-Вьчегодскую и др. Породы фундамента обнажаются на С.-З. (Балтийский щит) и Ю.З. (Украинский щит) платформы. Наибольшая глубина погружения пород фундамента 15–20 км соответствует центр. и зап. частям Прикаспийской синеклизы.

В пределах платформы в качестве главнейших надпорядковых структур выделяются Русская и Печорская плиты, Балтийский и Украинский щиты. Русская плита дифференцируется на Белорусскую, Воронежскую и Волго-Уральскую антеклизы, где фундамент относительно приподнят, и на Североморскую, Балтийскую, Печорскую, Мезенскую, Московскую и Прикаспийскую синеклизы с более глубоким залеганием фундамента и наличием мощного осадочного чехла. Для платформы характерно также развитие *авлакогенов*, среди к-рых различают древние (Рязано-Саратовский, Калта-синский и др.) и молодые (Печоро-Колвинский и др.). На породах фундамента с угловым и стратиграфич. несогласием залегают рифейско-нижневендские отложения, сложенные в ниж. части грубообломочными породами, а выше более тонкими терригенными карбонатными формациями. Они заполняют в осн. грабены в теле фундамента и имеют толщину до 7 км.

Платформенный чехол в пределах Русской плиты включает отложения от верх. венда до четвертичных. Наиболее важные литолого-стратиграфич. комплексы чехла, содержащие осн. ресурсы углеводородов: девонский (D₁–D₃fr) терригенный, девон каменноугольный (D₃fm–C₁t) карбонатный, каменноугольный (C₁v₃) терригенный.

В пределах Волго-Уральской антеклизы выделяют систему крупных сводов (Северо-Татарский, Южно-Татарский, Пермский, Башкирский, Жигулевско-Пугачевский, Соль-Илецкий и др.), впадин (Верхнекамская, Бузулукская, Мелекеская и др.) и прогибов. Важную роль в строении осадочного чехла играют впуть риформационные некомпенсиров. прогибы и впадины. Наиболее крупная Камско-Кинельская система прогибов прослеживается в породах верх. девона – ниж. карбона и характеризуется резким несоответствием структурных планов с ниже- и вышележащими отложениями. На границах антеклизы с Предуральским краевым прогибом, Прикаспийской синеклизой и Жирновско-Уметовским грабеном значительное развитие получили рифогенные постройки в верхнедевонских-нижнепермских отложениях.

В пределах Печорской плиты развиты молодые инверсионные авлакогены

(Печоро-Колвинский, Варандей-Адзвинский), наложенные впадины (Ижма-Печорская, Хорейверская) и погребенные поднятия (Большеземельский свод). Осадочный чехол имеет толщину до 8 км (платформенные прогибы).

Для Прикаспийской синеклизы характерны большая толщина (до 15–20 км) и сложная дифференциация осадочной толщи. Она подразделяется на подсоловой, солевой и надсоловой комплексы. Подсоловой комплексе пород включает в себя вендско-нижнедевонский, среднедевонско-нижнефранский и среднефранско-артицкий подкомплексы. Предполагаемая толщина подсолового комплекса в центр. части синеклизы до 13 км. Нижнепермский солевой комплекс имеет повсеместное распространение. Толщина отложений соли в пределах соляных структур может достигать нескольких км и заметно сокращается в межконтинентальных зонах. Надсоловой комплексе толщиной 2–8 км включает отложения от уфимского и казанского ярусов верх. перми до четвертичных.

Осадочный чехол платформы содержит м-ния природного газа и нефти в стратиграфич. диапазоне от вендских до юрских отложений с преобладающей концентрацией ресурсов углеводородов в палеозойских породах (Волго-Уральская антеклиза, Печорская плита, Прикаспийская и Балтийская синеклизы). В пределах акватории Баренцева м. ресурсы природного газа установлены в осн. в юрских отложениях.

В пределах России, на В.-Е. п. выделяются *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция*, *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*, *Прикаспийская нефтегазоносная провинция*, *Баренцевская нефтегазоносная провинция*, *Балтийская нефтегазоносная область*, а за ее пределами – *Днепро-Припятская нефтегазоносная провинция*. В. В. Аленин.

ВОСТОЧНО-ПРЕДКАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 40 км к С.-В. от пос. Тарко-Сале. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1971. Разрабатывается с 1976 (газовая залежь).

М-ние приурочено к одноименному куполовидному поднятию, переходящему в юж. направлении в Сензянское локальное поднятие. Представляет собой брахиантеклинальную складку сев.-зап. простирания размером 27 × 17 км по изогипсе –3300 м и амплитудой 20 м, по кровле сеноманских отложений верх. мела размеры 44 × (34–16) км (изогипса –1225 м), амплитуда 37 м. Осн. запасы газа сосредоточены в отложениях сеномана на глуб. 1235–1280 м. Эффективная мощность коллекторов 12,76 м, пористость 31%, газонасыщенность 0,67. ГВК

проводится на абс. отметке от –1231 до –1233 м.

В отложениях ниж. мела на глуб. 2923–3140 м выявлено 7 нефтяных, 3 газоконденсатных и 2 нефтегазоконденсатных залежи, характеризующиеся сложным геологич. строением. Коллекторами являются средне- и мелкозернистые песчаники, крупнозернистые алевролиты с глинистым цементом. Залежи пластовые, литологически экранированные. Размеры залежей (8–21) × (5–15) км, высота 6,1–65,6 м. Наиболее крупной является нефтегазоконденсатная залежь пласта Б11₁₂₋₁ на глубинах 2863–2898 м, имеющая размеры 16,5 × (10,5–15,0) км, высоту 65,6 м; эффективная мощность 14,7 м, пористость 14%, начальное пластовое давление 28,04 МПа. Пластовый газ содержит конденсат 171 г/м³, этан 8,6%, пропан 3,3% и бутаны 1,5%. По др. продуктивным пластам содержание конденсата колеблется в пределах 134–216 г/м³.

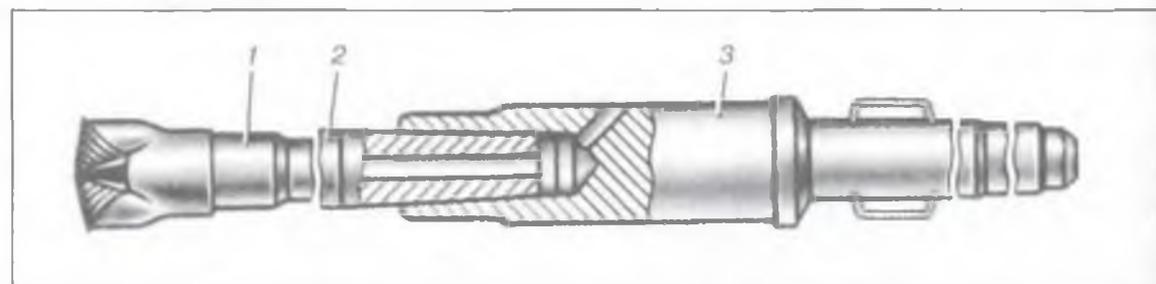
На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 394,9 млрд. м³, категории С₂ – 43,2 млрд. м³, накопленная добыча газа в целом по м-нию равна 13,2 млрд. м³. В. И. Старосельский.

шнекам; принцип В. б. используется также при бурении сверлами. Вращение бурового инструмента в комбинации с ударом применяют, напр., при *вращательно-ударном бурении*, ударно-вращательном бурении. В зависимости от глубины бурения мощность буровых установок, используемых для В. б., составляет от неск. десятков кВт до неск. тыс. кВт. При В. б. породы разрушаются по всему забою или по кольцевому пространству с отбором *керна* (колошковое бурение). В зависимости от горно-технич. условий при В. б. сооружают вертикальные, горизонтальные, наклонные, разветвленные и кустовые скважины.

В. б. заменило ударное бурение в нач. 20 в. В. б. – осн. способ сооружения скважин. В быв. СССР наибольшее применение (напр., для бурения скважин нефтяных и газовых залежей) до сер. 1980-х гг. имело турбинное бурение (ок. 80% В. б.). К нач. 2000 объемы турбинного и роторного В. б. сравнялись.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОЕ БУРЕНИЕ – процесс разрушения породы при бурении шнуров и скважин прижатом к



Буровой инструмент для вращательно-ударного бурения в сборе: 1 – коронка; 2 – штанга; 3 – хвостовик.

ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ – способ сооружения скважин путем разрушения горн. пород за счет вращения прижатого к забою *породоразрушающего инструмента* (долота, коронка). Осн. разновидности В. б., используемого для сооружения исследовательских и эксплуатационных скважин: роторное бурение (вращение передается инструменту через *бурильную колонну* ротором, установленным в буровой вышке); турбинное бурение (вращение инструмента двигателем-турбобуром непосредственно на забое); роторно-турбинное бурение (вращение инструмента турбобуром, установленным в забойном агрегате, вращаемом через колонну ротором), реактивно-турбинное бурение (вращение инструмента турбобуром, агрегат вращается от реактивных моментов); электробурение (вращение инструмента электродвигателем непосредственно на забое); бурение объемным двигателем (вращение инструмента винтовым гидравлич. двигателем на забое). В. б. неглубоких (гл. обр. взрывных) скважин осуществляется путем передачи вращательного момента через штангу от бурового станка к породоразрушающему инструменту шарошечного либо лопастного типа с удалением пород по витым штангам –

забою с большим осевым усилием и непрерывно вращающимся буровым инструментом, по к-рому периодически наносятся удары бойком. Первые машины для В.-у. б. шнуров были разработаны в ФРГ в кон. 1940-х гг. Осуществляется В.-у. б. буровыми каретками, на к-рых устанавливают мощные бурильные молотки, снабженные гидравлич. манипуляторами с цепными и винтовыми податчиками, а также мобильными буровыми станками на пневмошинном или гусеничном ходу. *Породоразрушающий инструмент* (рис.) – коронки с режущими твердосплавными лезвиями с передним отрицательным углом, соединенные муфтами с круглыми стальными штангами, имеющими центр. промывочный канал, с резьбой веревочного, упорного или круглоупорного профиля. При В.-у. б. буровую каретку с помощью распорных домкратов жестко устанавливают в забое, а бурильный молоток манипулятором и податчиком фиксируется на оси бурения шпура или скважины, затем включается вращатель, подается промывочная жидкость на забой, создается податчиком осевое усилие, и после контакта инструмента с забоем включается ударный механизм пневматич. или гидравлич. бу-

рильного молотка. Частота вращения инструмента до 300 об/мин, осевое усилие до 14 кН, частота ударов 2000–4000 в мин, энергия единичного удара 20–40 Дж на 1 см диаметра инструмента. Чистая скорость В.-у. б. 1–2 м/мин, что значительно выше, чем у обычного бурильного молотка.

В.-у. б. применяется для бурения шпуров при проведении подземных выработок и для бурения скважин при подземной отбойке крепких и ср. крепости руд, в гидротехнич. и дорожном стр-ве.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козаловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ВРЕМЕННО ЗАЩИТА трубопровода – осуществляется, как правило, протекторами или авт. установками *катодной защиты* до пуска в эксплуатацию осн. средств *электрохимической защиты*.

Протекторы представляют собой электроды, выполненные из материала или сплава, имеющего более отрицательный электродный потенциал, чем защищаемое сооружение. В практике электрохимич. защиты при подземной прокладке стальных трубопроводов применяются сплавы на основе магния, а при морской прокладке – цинка и алюминия.

ВРЕМЕННО СОГЛАСОВАННЫЙ ВЫБРОС – предельная масса *загрязняющих веществ*, разрешенная к сбросу в течение определенного периода времени (как правило, календарного года). Устанавливается органами *государственного экологического контроля* в целях минимизации воздействия (упр-ния воздействием) на окружающую среду. Выбросы вредных веществ в атмосферу устанавливаются на уровне, соответствующем уровню выбросов предприятий с наилучшей технологией или предприятий, аналогичных по мощности и технологич. процессам, поэтапно достигая *предельно допустимого выброса*, если значения последнего по объективным причинам не могут быть достигнуты сразу.

ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ газоконденсатных месторождений – *геотехнологии* извлечения выпавшего в пласте конденсата на поздних стадиях разработки м-ния.

В. м. р. – это альтернативные способы повышения *коэффициента извлечения конденсата*, в отличие от традиционных способов поддержания *пластового давления* при *разработке газоконденсатных месторождений*. В этом случае рассматривают две стадии разработки м-ния.

На 1-й стадии м-ние разрабатывается без поддержания пластового давления, в результате чего происходит выпадение ретроградного конденсата (см. в ст. *Ретроградные явления*) в пласте.

На 2-й стадии используются спец. геотехнологии извлечения выпавшего в пласте конденсата. Для этого применяют закачку в пласт разл. углеводородных агентов: *сухого газа* в качестве ретранспортера жидкой фазы и растворенных в ней легких углеводородов; обогащенного газа сепарации для создания в пласте вытесняющей оторочки и др.

Опытно-пром. работы по использованию вторичных способов впервые в России внедрены на *Вуктыльском месторождении*.

Применение вторичных способов может сочетаться с циклич. характером закачки – отбора газа, т. е. газоконденсатное месторождение используется одновременно как месторождение-регулятор в системе поставок газа по *магистральным газопроводам*.

Лит.: Вяхирев Р. И. и др. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М., 2002.

ВТОРОЙ СТРУКТУРНЫЙ ЭТАЖ платформ, см. *Переходный комплекс*.

ВУКТЫЛЬСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Респ. Коми, в 160 км к С.-В. от г. Ухта. Входит в *Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1964. Разрабатывается с 1968.

М-ние контролируется крупной антиклинальной складкой размером 85 × (3–5) км и амплитудой 1500 м в пределах центральной Верхнепечорской влд. Предуральского краевого прогиба. Газоносны отложения ниж. перми и карбона на глуб. 2100–3760 м. Карбонатный коллектор (известняки и доломиты) порово-трещинного типа неоднороден по физич. и *фильтрационно-емкостным свойствам*. Газонасыщенная толщина 170 м, эффективная пористость 6–13%, проницаемость 0,01–0,235 мкм², начальное пластовое давление 34,2 МПа, пластовая темп-ра 92 °С. Залежь газоконденсатная, массивная, ее выс. 1440 м. В подошве газоконденсатной залежи выявлена нефтяная подушка с дебитами нефти 4,4 м³/сут. В поднадвиговой части м-ния на глуб. 3400–4400 м получены притоки нефти из отложенный карбона. Состав газа осн. залежи (в %): метан 75,1; этан 8,9; пропан

3,6; бутаны 1,5; пентан и высш. углеводороды 6,4; азот 4,4; углекислый газ 0,1. Начальное содержание конденсата в газе 360 г/м³, текущее – 53,9 г/м³. ГВК и ГНК на абс. отметке –3316 м, ВНК на абс. отметке –3376 м.

М-ние находится в стадии падающей добычи, *выработанность* к нач. 2001 составила 81,6% при начальных запасах газа 434,8 млрд. м³. На нач. 2002 запасы газа м-ний категорий А + В + С₁ составили 78,1 млрд. м³, накопленная добыча – 357,7 млрд. м³.

В. И. Старосельский. **ВЫБРОС** в газовой промышленности – кратковременное или за определенное время (час, сутки) поступление в окружающую воздушную среду загрязнителей от одного или группы объектов отрасли.

Предприятия отрасли оказывают прямое и косв. негативное воздействие на природные ресурсы. В *загрязняющих веществ* (ЗВ) в атмосферу по объектам нефтегазовой индустрии составляют ок. 2,9% от суммарных их значений на предприятиях др. отраслей (рис. 1). Состав добываемого сырья, технология добычи и подготовки природного газа к транспорту, технология извлечения и переработки попутной продукции обуславливают характер, кол-во и состав В. в атмосферу. Осн. техногенное влияние в отрасли на субъекты природы оказывает газотранспортная подотрасль (70% от всех В. в атмосферу).

В общеотраслевом масштабе св. 60% от общего объема В. приходится на природный газ (в осн. метан), причем эта тенденция характерна для газотранспортной и газодоб. подотраслей. В. в атмосферу ЗВ осуществляется по схеме: источник (объект, в к-ром возникает и из к-рого выделяется ЗВ, но не поступает на этой стадии в атмосферу) – установка очист-

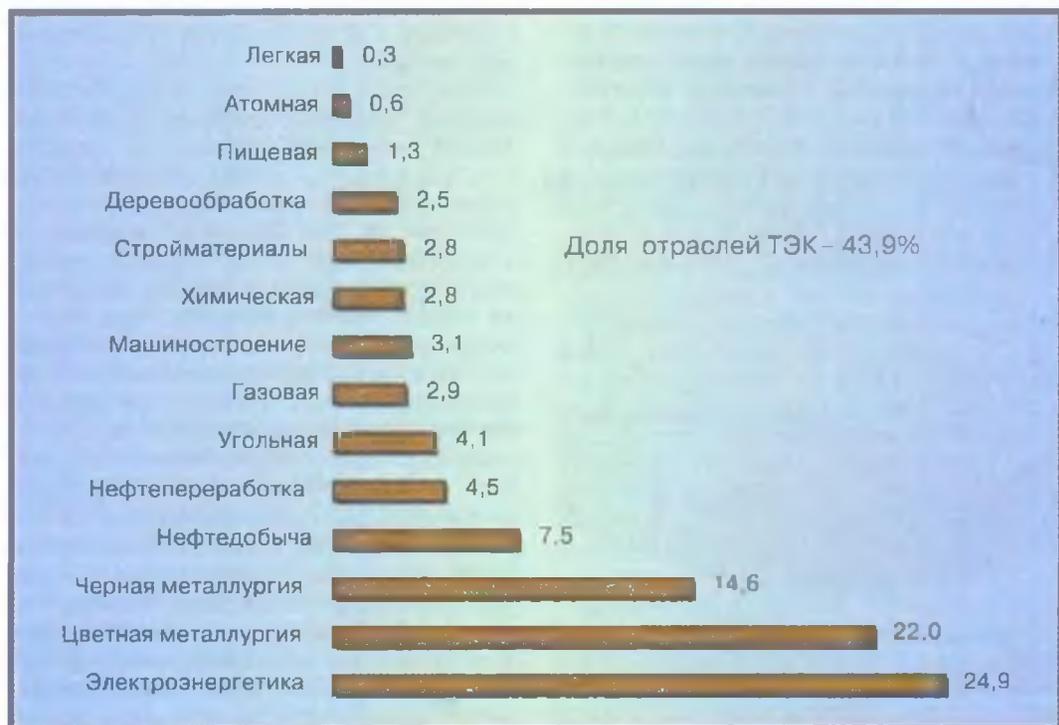


Рис. 1. Доля отраслей промышленности России в выбросах загрязняющих веществ в атмосферу (в %, 1999).

ки, обезвреживания и утилизации – источник В. (объект, от которого ЗВ поступает в атмосферу). Для каждого источника загрязнения атмосферы устанавливается *предельно допустимый выброс*.

Технологич. объекты, способные выделять ЗВ в атмосферу: *буровые установки, скважины, газовые промыслы; установки сбора и подготовки газа и конденсата; газоперерабатывающие заводы; компрессорные станции; линейная часть газопроводов; станции подземного хранения газа; газораспределительные станции*; энергетич. установка (газогенераторы, котлоагрегаты, дизели и т.д.); морские платформы; з-ды газовой аппаратуры; механич. и ремонтные з-ды.

Для объектов газового комплекса учитывают В. с *продуктами сгорания* топливоиспользующего оборудования; В. в результате технологич. потерь добываемого, перерабатываемого и транспортируемого углеводородного сырья.

Потери газа в газовой отрасли, приводящие к В. в атмосферу, объединяются в две группы: прямые потери (затраты) – обусловлены производств. деятельностью всех предприятий отрасли (расход топливного газа при эксплуатации топливоиспользующего основного, вспомогательного и побочного производств. оборудования), безвозвратные потери с В. в атмосферу – технологич. затраты газа при выполнении различных технологич. операций на объектах отрасли; технич. потери, наличие и объем к-рых зависят от уровня стр-ва, эксплуатации, надежности оборудования и др. факторов (потери вследствие утечек газа из технологич. оборудования и неплотностей *запорной арматуры*, а также потери при авариях, разрывах и повреждениях оборудования).

Источники вредных В. различают по след. признакам: региональная принадлежность (сернистые и бессернистые м-ния); отраслевая и подотраслевая принадлежность (бурение, добыча, переработка, транспорт, хранение и использование газа); вид (точечные и линейные); тип (внутренние и внешние); время действия (периодич. и непрерывные); степень подвижности (стационарные и подвижные); оснащенность средствами защиты атмосферы (оснащенные и неоснащенные); характер В. (организован-

ный и неорганизованный); параметры В. – высота (высокие и низкие), темп-ра (низко- и высокотемпературные).

Основные загрязнители атмосферного воздуха от предприятий отрасли (рис. 2): компоненты природного газа – углеводороды, сероводород, диоксид углерода, меркаптаны, сероокись углерода (выделяются в воздушный басс. при утечках через неплотности при добыче, переработке и транспорте газа); оксиды углерода и азота, пары воды (при эксплуатации топливоиспользующего оборудования); серная пыль (при получении элементарной серы из природного газа, богатого сероводородом); сажа (от заводов по произ-ву *технического углерода*); токсичные химич. реагенты, которые используются при бурении, добыче, транспорте и на разл. стадиях подготовки и переработки газа (*шламы, глинистые растворы, метанол, диэтиленгликоль* и др.).

Природный газ обычно рассматривается как безвредный. Но при большом содержании метана (CH_4) в воздухе парциальное давление и уд. содержание кислорода резко уменьшается, что может привести к удушью. Природные газы, содержащие H_2S , очень токсичны. Известно большое число тяжелых и молниеносных отравлений этими газовыми смесями. Освобожденный от H_2S природный газ при концентрации в воздухе 20% не дает токсич. эффекта.

Оксид углерода (CO) – бесцветный газ без вкуса и запаха. Плотность по воздуху 0,967. Коэф. растворения в крови человека 0,1709. Поступление CO в организм подчиняется закону диффузии газов. Токсичность CO для человека связана с высокой способностью этого газа вступать в реакцию с гемоглобином. Вследствие чего наступает гипоксия, отражающаяся, прежде всего, на центр. нервной системе (ЦНС). Под влиянием вдыхания CO усиливается атеросклеротич. процесс.

Диоксид углерода (CO_2) – бесцветный, тяжелый, малореакционно-способный газ. При низких умеренных темп-рах обладает слегка кисловатым запахом и вкусом. При содержании в воздухе до 1% не оказывает токсичного воздействия; при 4–5% – раздражающе действует на органы дыхания, значительно учащая частоту дыхания; при 10% – вызывает сильное отравление. Углекислый газ оказывает наркотич. действие на человека и может изменять его поведение (походку, реакцию зрачков и др.), раздражать слизистые оболочки. В воздухе, вдыхаемом человеком, содержится $\approx 0,04\%$ CO_2 . В относительно малых кол-вах CO_2 стимулирует дыхательный центр, в больших – угнетает его и вызывает повышение содержания адреналина в крови. Привыкание людей к CO_2 признается возможным. *Предельно допустимая концентрация* CO_2 в воздухе составляет 1%.

Профессиональная вредность сернистых соединений определяется наиболее токсичными ингредиентами газовойделе-

ний из серосодержащего природного газа и конденсата.

Сероводород (H_2S) – бесцветный газ с неприятным запахом, ощущается даже при незначительных концентрациях (1:1 000 000). Прямой пропорциональности между концентрацией сероводорода и интенсивностью запаха не наблюдается. Напротив, при большой концентрации ощущение его запаха ослабевает, вплоть до исчезновения, по-видимому, вследствие паралича окончаний обонятельного нерва.

Сероводород – высокотоксичный яд. Его плотность по отношению к воздуху 1,912. Поэтому он скапливается в низких местах (ямах, колодцах, траншеях), легко растворяется в воде и очень легко переходит из растворенного в свободное состояние. В основе токсикодинамики H_2S лежат 3 процесса: действие на ЦНС, на окислительные процессы и кровь. Привыкание к сероводороду не наступает.

Меркаптаны (RSH) – высокотоксичные сероорганич. соединения. Обнаруживаются в воздухе газопромысловых и газоперерабатывающих з-дов в меньших концентрациях, чем H_2S . Меркаптаны (особенно низкомолекулярные) обладают ярко выраженным специфич. запахом, благодаря чему могут быть обнаружены в воздухе в концентрации до $2 \cdot 10^{-9}$ мг/м³. По этой причине их используют в качестве *одорантов* природного газа.

Диоксид серы (SO_2) – бесцветный газ с резким запахом. Раздражает дыхательные пути, образуя на их влажной поверхности серную и сернистую кислоты. Сернистый газ оказывает общее токсич. действие, нарушает углеводородный и белковый обмен. Порог раздражающего действия находится на уровне 20 мг/м³. Острое токсич. действие оказывают более высокие концентрации, лежащие выше порога раздражения. При одноврем. присутствии в воздухе NO_2 и серного ангидрида (SO_2) *предельно допустимый выброс* (ПДВ) обоих веществ соответственно снижается. Токсичность SO_2 резко возрастает при одноврем. воздействии SO_2 и CO .

Повышение концентрации оксидов азота (NO_x) в воздухе воздействует не только на людей, но и на растительный мир. Все более угрожающие масштабы принимает воздействие на окружающую среду кислотных дождей, представляющих собой слабые растворы азотистой и азотной кислот, образующихся при взаимодействии оксидов азота с атм. влагой.

При одноврем. присутствии в воздухе NO_x и CO рекомендуется снизить ПДВ обоих соединений.

Оксид азота (NO) – малоактивный в химич. отношении бесцветный газ, лишенный запаха и плохо растворимый в воде. Быстро окисляется в диоксид азота. Скорость окисления зависит от темп-ры окружающей среды, атмосферного давления и концентрации NO . Оксид азота – кровяной яд. Оказывает прямое действие на ЦНС.



Рис. 2. Структура выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в газовой промышленности.

Таблица. Характеристика вредных веществ, поступающих в атмосферу от предприятий газовой отрасли

Наименование вещества	Химическая формула	Молекулярная масса	Класс вредности	ПДК		
				рабочей зоны	населенных пунктов	
					максимально-разовая	среднесуточная
Углеводороды алифатические предельные (в пересчете на С)	C ₁ -C ₁₀	—	4	300	—	—
Метан	CH ₄	16	4	300	50(ОБУВ)*	—
Газовый конденсат	C _{5+высш}	75	4	100	5,0	—
Бензин (в пересчете на С)	—	—	4	100	5,0	1,5
Дизельное топливо (в пересчете на С)	—	—	4	300	100	—
Сероводород	H ₂ S	34	2	10	0,008	—
Серная пыль	—	32	4	300	6,0	—
Сернистый ангидрид	SO ₂	64	3	10	0,5	0,05
Сажа	—	12	3	4	0,15	0,05
Оксиды азота	NO _x	—	2	2	0,085	—
В том числе:						
оксид азота	NO	30	3	—	0,4	0,06
диоксид азота	NO ₂	46	2	5	0,085	0,04
Оксид углерода	CO	28	4	20	5,0	3,0
Диоксид углерода	CO ₂	44	4	78500	9800	—
Метилмеркаптан	CH ₃ SH	48	2	0,8	9610-6	—
Бенз(а)пирен	C ₂₀ H ₁₂	252	1	150 нг/м ³	—	1,0 нг/м ³
Пыль (нетоксичная)	—	—	3	0,5	0,05	0,15

* ОБУВ - ориентировочно безопасный уровень воздействия; прочерк означает отсутствие данных.

Диоксид азота (NO₂) - краснотурбурный газ с удушливым запахом, легко сжижается при атм. давлении и темп-ре 21,15 °С в красно-бурюю жидкость. При темп-ре св. 140 °С начинает распадаться на NO и O₂; при темп-ре 600 °С распадается полностью. NO₂ вызывает серьезные повреждения организма человека, воздействует непосредственно на дыхательные ткани, разрушая их и препятствуя правильной работе легких. Наиболее серьезным последствием воздействия NO₂ является снижение сопротивляемости организма человека к легочным заболеваниям.

Характеристика наиболее распространенных в отрасли загрязняющих веществ приведена в табл. Наиболее токсичными являются меркаптаны, оксиды азота и сероводород.

Одним из осн. показателей состояния загрязнения атмосферы является качество и количество состав вредных В. от технологич. установок и оборудования.

При определении величин вредных В. в атмосферу постоянно или периодически, в зависимости от характера произ-ва, используют след. методы: прямые аналитич. методы - предусматривают одновременно измерение концентрации вредных

веществ в газовой смеси и ее объема в местах непосредств. В.; расчетные методы; балансовые методы - оценивают В. вредных веществ по технологич. балансу с учетом исходного сырья, полупродуктов, протекающих химич. реакций, результатов обследования аналогичных произ-в и др.; по удельным показателям на единицу продукции.

Состав и кол-во вредных веществ, образующихся при произ-ве и выбрасываемых в атмосферу, зависит от: вида технологич. процесса, уд. веса отходящих газовых потоков, направленных на очистку, и степени их очистки; химич. состава и содержания примесей в исходном сырье; аппаратного оформления технологич. процесса; интенсификации технологич. процесса и увеличения единичной мощности агрегатов.

Удельные значения каждого вредного организовано отводящегося вещества на единицу продукции определяются делением кол-ва отводящихся вредных веществ на кол-во продукции, выпускаемой агрегатом или участком.

Удельный В. вредных веществ на единицу осн. продукции определяется по основному, вспомогательному и подсобному произ-вам суммированием удельных значений В. по каждому из произ-в. При

этом для каждого вида произ-ва удельные В. вредных веществ в атмосферу структурно представляют собой сумму организованных В. без очистки и после газоочистки и неорганизованных В.

О методах борьбы по сокращению выбросов загрязнителей см. в ст. *Охрана окружающей среды.* Л. В. Шарихина.

ВЫБРОС НЕФТИ И ГАЗА - внезапное самопроизвольное истечение из скважины нефти и (или) газа в процессе бурения. Происходит при возникновении положительной разницы между давлением в нефтегазовом пласте, вскрытом скважиной, и давлением столба *бурового раствора* в скважине на уровне этого пласта. Часто начинается с нефтегазопроявления, быстро переходящего на открытое (в атмосферу) или закрытое (по трубопроводам в запасные емкости) фонтанирование. При открытом фонтанировании возможно выбрасывание из скважины бурильного инструмента, разрушение *устьевого оборудования* струей бурового раствора, смешанного с нефтью и (или) газом (особенно утяжеленного гематитом или баритом), в отд. случаях - возникновение пожара. Причины выброса: непредвиденное поглощение бурового раствора в породах; насыщение бурового раствора в скважине газом, выделяю-

щимся из пород и снижающим вес раствора; понижение или повышение гидродинамич. давления на забой, производимого буровым раствором при большой скорости опускания или подъема бурильного инструмента (т.н. поршневой эффект); несвоевременный долив скважины буровым раствором при подъеме бурильных труб; несоблюдение требований к технологич. режиму бурения, плотности и рецептуре бурового раствора. Наиболее распространенным источником выброса являются зоны замкнутых объемов пород (особенно глинистых) с аномально высоким пластовым давлением или поровым давлением.

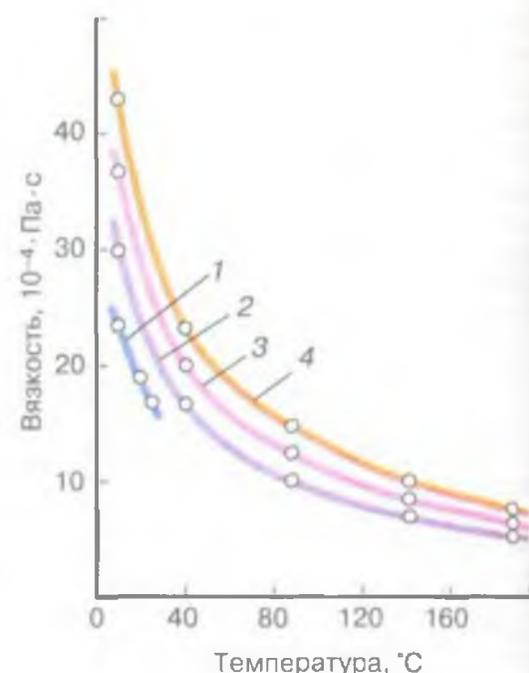
Для предупреждения и предотвращения выброса устье скважины оборудуется комплектом *превенторов*, штуцерной системой, трубопроводами для закачки раствора в скважины при глушении фонтана и др. оборудованием.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

ВЫНОС ПЕСКА, см. в ст. *Конструкция скважины на ПХГ*.

направлению сдвига (поверхности слоя): $\tau = \eta(dv/dy) = \eta D$. Различают В. динамическую (η) и кинематическую (ν), представляющую собой отношение динамической вязкости к плотности вещества η/g . Единицы измерения В. (СИ): динамической – $1 \text{ Н с/м}^2 = 1 \text{ Па}\cdot\text{с}$; кинематической – $1 \text{ м}^2/\text{с}$. В. зависит от давления, темп-ры, а также иногда и от градиента среза D (неньютоновские среды; их В. включает т.н. структурную В.). Жидкости, вязкость которых не зависит от D , называются идеально вязкими (ньютоновскими). Вязкость жидкостей в общем случае с повышением давления незначительно увеличивается, а с повышением температуры уменьшается (рис.).

В. пластовых нефтей возрастает при давлениях ниже *давления насыщения*. Определяется воздействием двух факторов: выделением растворенного газа, что вызывает увеличение В. остаточной нефти, и объемным расширением нефти при снижении давления, что при-



Зависимость вязкости газового конденсата от температуры при постоянном давлении (МПа): 1 – 0,098; 2 – 19,6; 3 – 39,2; 4 – 58,8.

Таблица. Вязкость некоторых природных газов

Газ	Вязкость (10^{-7} Па·с) при температуре (°С)					
	0	50	100	200	400	800
Метан	10,2	11,8	13,3	–	–	–
Этан	8,6	10,1	11,5	–	–	–
Пропан	7,5	8,8	10	–	–	–
Азот	16,6	18,8	20,8	24,6	31,1	41,3
Водород	8,4	9,4	10,3	12,1	15,4	21
Гелий	18,6	20,8	22,9	27	34,2	46,5
Кислород	19,2	21,8	24,4	29	36,9	49,3

ВЫХОД КОНДЕНСАТА, см. в ст. *Газо конденсатная залежь*.

ВЯЗКОСТЬ – свойство жидких и газообразных веществ оказывать сопротивление взаимному перемещению соседних слоев (внутр. трение). Согласно закону Ньютона, В. определяется как коэф. пропорциональности между сопротивлением сдвига $\tau \text{ Н/м}^2$ и градиентом скорости движения слоев dv/dy , перпендикулярным

водит к уменьшению В. Первый фактор оказывает большее влияние.

В. газов заметно увеличивается как с повышением давления, так и темп-ры (табл.). Углеводородсодержащие флюиды, насыщающие горн. породу в природных условиях, в зависимости от плотности обладают В., отличающейся на много порядков – от сотых долей мПа·с (для газов) до сотен тыс. и даже млн. мПа·с

(высоковязкие тяжелые нефти). Основная часть разрабатываемых традиционными методами нефтяных месторождений содержит в продуктивных пластах нефть с В. в пределах 0,5–25 мПа·с. В. разгазированных нефтей значительно выше.

В. вод, содержащихся в горн. породах, изменяется в широких пределах в зависимости от минерализации, темп-ры пласта и внутрипорового давления. На небольших глубинах В. маломинерализованных вод ок. 1 мПа·с, в глубоководных пластах с высокой темп-рой (60–70 °С и выше) В. минерализованных вод уменьшается до десятков долей мПа·с.

В. – одна из важнейших технич. характеристик нефти, продуктов ее переработки, *газовых конденсатов* и фракций, определяющая технологию извлечения, промышленного сбора и транспортирования по трубопроводам.

В основу методов измерения вязкостей и их классификации положены математич. зависимости, описывающие разл. виды течения сред. Замеры В. производят вискозиметрами.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

Г

ГАЗ СЕПАРАЦИИ – газ, получаемый в процессе обработки *пластового газа* газоконденсатных залежей на *газовом промысле* в сепараторе. Его компонентный состав определяется на хроматографах. В осн. он состоит из метана 82–97%.

Термобарич. условия сепарации: давление 6–7 МПа; темп-ра от –5 до –20 °С. При темп-рах 20–30 °С в 1,5–2 раза увеличивается содержание $C_5H_{12+высш}$, промежуточных газовых углеводородов на 5–10% массе. Составы и свойства Г.с. определяются в осн. составом пластового газа и в меньшей степени термобарич. условиями сепарации.

Г.с. используется в расчете *потенциального содержания конденсата* и объема отобранного из пласта «сухого» (пластовый газ без $C_5H_{12+высш}$) или пластового газа. Объем Г.с. всегда меньше объема «сухого», а тем более пластового газа, извлекаемого из пласта. Для расчета объемов «сухого» и пластового газа используются молярные соотношения.

Молярная доля Г.с. в пластовом газе определяется отношением 1000 молей Г.с. к сумме молей пластового газа. Молярное соотношение Г.с. и «сухого» газа определяется отношением 1000 молей Г.с. к разности суммы молей пластового газа и суммы молей углеводородов $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе. В процессе разработки эти показатели газоконденсатной характеристики увеличиваются. Их использование дает возможность проводить учет извлекаемого из пласта «сухого» или пластового газа.

Газодоб. предприятия ежегодно отчитываются по Г.с., добытому на промысле.

В. В. Юшкин.

«ГАЗАВТОМАТИКА» – открытое акционерное об-во (ОАО), дочернее предприятие с 49,6%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Головная организация в области автоматизации упр-ния предприятиями газовой пром-сти. Адм. центр – г. Москва. Создано в 1993 на базе гос. предприятия «Газавтоматика», образованного в 1992 вместо «Союзгазавтоматика» (последнее с 1972 по 1991 – Всес. научно-производств. объединение «Союзгазавтоматика»).

До 1970-х гг. на предприятиях отрасли разрабатывались в осн. средства автоматизации объектов транспорта газа, систем районной диспетчерской службы, была создана серия агрегатной автоматики, разрабатывались приборы первичного контроля (датчики). В нач. 1970-х гг. стало ясно, что при самом высоком уровне локальной автоматизации технологич. процессов на объектах добычи, переработки

и транспорта газа невозможно обеспечить эффективность и надежность функционирования действующей системы газоснабжения без автоматизиров. системы упр-ния.

Создание объединения позволило консолидировать в одной мощной организационной структуре все н.-и. и проектно-конструкторские подразделения, занимающиеся вопросами разработки средств автоматизации и телемеханизации газовой отрасли, специализиров. монтажно-наладочные организации и заводы, что позволило значительно сократить сроки внедрения на объектах новых приборов и систем.

Внедрение в быв. СССР первых автоматизиров. систем упр-ния (АСУ) технологич. процессами было проведено в сер. 1970-х гг. на объектах добычи и транспорта газа в Ср. Азии. Одной из первоочередных задач было создание и реализация информационно-вычислительного комплекса Мин-ва газовой пром-сти СССР, к-рый обеспечивал сбор, обработку информации по всем подразделениям отрасли и передачу ее в Центр. диспетчерское упр-ние. С этой работы началось развитие автоматизиров. системы диспетчерского упр-ния *Единой системы газоснабжения* (ЕСГ) страны. Накопленный опыт способствовал разработке более перспективных АСУ, к-рые использовались при сооружении газотранспортных магистралей, в т. ч. трансконтинентального газопровода Уренгой–Ужгород. Создаваемая система упр-ния базировалась на комплексной автоматизации объектов магистралей и собственно АСУ с выводом необходимых данных в Центр. диспетчерское упр-ние (ЦДУ) Мингазпрома, с обеспечением возможности оперативного контроля потоков газа и маневрирования ими в аварийных ситуациях.

Созданные в сер. 1980-х гг. средства автоматизации и телемеханизации показали в процессе эксплуатации высокую надежность, широкие функциональные возможности. Это обеспечило их серийное внедрение и успешную эксплуатацию.

В 1990-х гг. было принято решение о совершенствовании системы диспетчерского упр-ния ЕСГ и переоснащения ее основного звена – Центр. производственно-диспетчерского упр-ния. В 1992 были созданы: вычислительная сеть, автоматизиров. рабочие места диспетчерского и инж.-технич. персонала, рук-ва; обеспечено информационное взаимодействие с вычислительным центром и Центр. станцией технологич. связи; диспетчерский зал оснащен большим табло, с помощью

к-рого диспетчер может проследить движение газовых потоков от промыслов Зап. Сибири и др. регионов до потребителей России, стран СНГ, Зап. Европы. Автоматизирован сам процесс диспетчерского упр-ния, что позволило в 1995 ввести электронные журналы диспетчерско-технологич. режимов работы газотранспортных систем.

«Г.», имея в своем составе н.-и., опытно-конструкторские, проектные, пром. и монтажно-наладочные организации, способно выполнять весь комплекс работ по автоматизации предприятий отрасли «под ключ», обеспечению технологич. связью строящихся объектов, созданию корпоративной системы упр-ния ОАО «Газпром» в целом, а также по разработке и введению в эксплуатацию ряда программных продуктов для пользователей в административно-хоз-ств. сфере отрасли.

Аппарат упр-ния «Г.» является одновременно и аппаратом головной организации, в к-рую входят также хозрасчетные инж. и инжиниринговые центры. «Г.» является учредителем (со 100%-ной долей участия) ок. 20 дочерних общ-в с ограниченной ответственностью.

Приоритетные направления работ «Г.»: дальнейшее развитие отраслевой интегриров. информационно-управляющей системы, в частности расширение системы ведения и доступа к нормативно-справочной информации с внедрением на объектах отраслевой системы финансово-экономич. показателей, создание и внедрение информационно-управляющих систем разл. уровня, повышение технич. уровня приборов, систем автоматики, телемеханики, диагностики и защиты технологич. оборудования объектов газовой пром-сти, систем связи, проведение работ по сертификации и калибровке средств измерений.

Разработки «Г.» по автоматизации технологич. процессов отрасли стали основополагающими при создании систем упр-ния для объектов магистральных газопроводов Россия – Турция («Голубой поток»), Ямал – Европа, Заполярное – Уренгой, м-ния Заполярное и др.

Перспективными направлениями ОАО являются: в добыче газа – развитие работ на Заполярном м-нии (разработка и внедрение системы упр-ния *установки комплексной подготовки газа* м-ния, нефтешлаки и базы метанола), выход на новые объекты автоматизации (м-ния Ен–Яхинское, Вынга–Яхинское и Таб–Яхинское); в транспорте газа – работы по проектам «Ямал-2», «Голубой поток», «Уралтрансгаз», «Югтрансгаз», «Волгоградтрансгаз», развертывание работ на объектах

«Тюментрансгаза» и Казахстана; развитие новых направлений и тематики – автоматизиров. контроль и управ-ние скважинами за счет освоения произ-ва ультразвуковых счетчиков газа и доработки системы телемеханики; разработка, произ-во и внедрение систем пожарообнаружения для объектов отрасли; произ-во средств внутритрубной дефектоскопии и очистных устройств (для газопроводов с диам. от 200 до 400 мм) и аппаратуры контроля состояния подводных переходов и др.

И. С. Никоенко.

ГАЗГОЛЬДЕР (англ. gasholder, от gas – газ и holder – держатель) – стационарная стальная емкость для приема, хранения и выдачи газа в газораспределительные сети или установки по его переработке и применению. Используются также для смешения разл. газов, измерения их кол-ва. По принципу работы различают Г. переменного (в России не применяются) и постоянного объема; по форме – сферические и цилиндрические.

Г. переменного объема (мокрые – объемом 100–30 000 м³ и сухие – объемом до 110 000 м³) работают при давлении до 4 кПа, величина к-рого остается практически неизменной в процессе наполнения или опорожнения Г. Для предохранения Г. от переполнения газом он оборудуется предохранительными клапанами, вывод газа из Г. в атмосферу может также осуществляться вручную с помощью задвижки.

Г. постоянного объема работают при давлении 4 кПа – 3 МПа, величина к-рого изменяется в процессе их наполнения и опорожнения. Выполняются Г. сферическими, собираемыми из отд. листов, и горизонтальными или вертикальными цилиндрическими, ограничиваемыми на концах полусферами. Объем первых 300–4000 м³ (диам. 9–20 м), вторых – 50–270 м³ (диам. 3,2 м). Г. постоянного объема оборудуются запорной арматурой для отключения от общего коллектора, люком-лазом для периодич. внутр. осмотра, патрубками для слива конденсата и удаления воздуха или газа, предохранительными клапанами. Для удаления воздуха из Г. его заполняют водой. При стр-ве Г. постоянного объема сталь выбирается с учетом работы конструкции при темп-рах ниже темп-ры окружающего воздуха, способных возникнуть при быстром отборе газа из емкости.

Применение Г. в газораспределительных системах снижается за счет использования подземных хранилищ газа и хранилищ сжиженных газов.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗИФИКАЦИЯ (от франц. gaz, от греч. chaos – хаос и лат. facio – делаю) – обеспечение жилищ, коммунальных и пром. предприятий горючими газами. Первоначально термин «газификация» использовался для процесса превращения твердого топлива (уголь, дрова) в газообразное.

Для Г. используются почти все природные газы или попутные газы, являющиеся побочным продуктом при разработке нефтяных м-ций. В быв. СССР до

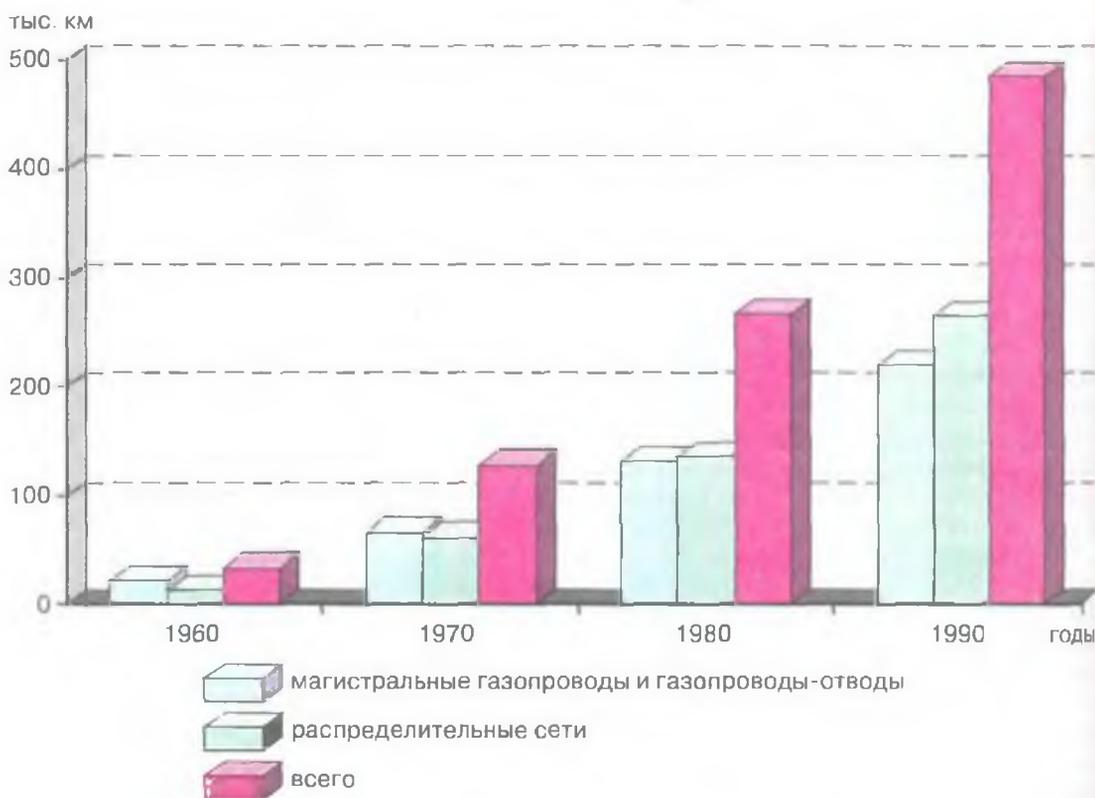


Рис. 1. Протяженность газопроводной сети бывшего СССР.

кон. 40-х гг. 20 в. Г. осуществлялась преим. искусственными газами, получаемыми при переработке твердого и жидкого топлива. Применение газа для технолог. нужд пром-сти, произ-ва электроэнергии и тепла способствует повышению кпд агрегатов, улучшает технико-экономич. показатели произ-ва. Перевод на газ ТЭЦ и котельных в городах позволяет оздоровить воздушный бассейн, резко уменьшить вредные выбросы и улучшить санитарно-гигиенич. условия. Г. приводит к повышению качества жизни людей.

Особенно большое значение имеет Г. сельской местности, способствуя выравниванию условий быта и производств. деятельности разл. групп населения. Однако уровень Г., долю газа в топливном балансе страны и регионов следует выбирать, принимая во внимание запасы энергоносителей, их стоимость и многие другие факторы.

Большая часть потребителей снабжается природным газом от газораспределительных систем, входящих в Единую систему газоснабжения. В то же время при Г. жилищно-коммунального хоз-ва в нек-рых регионах страны используются сжиженные углеводородные газы.

Производств. база газового хозяйства России формировалась с кон. 1940-х гг. Ввод в действие в 1948 первого газопровода Саратов – Москва позволил к нач. 1950-х гг. газифицировать в г. Москва св. 200 тыс. квартир. Широкая Г. бытовых и коммунальных потребителей в городах и поселках городского типа началась в 1958, в сельской местности к Г. приступили с 1962. По мере роста добычи газа в стране возрастала протяженность газовых сетей, кол-во газифициров. населенных пунктов, городских и сельских домов.

В табл. 1 приведены данные о динамике потребления природного газа в быв.

СССР. Протяженность трубопроводов в целом, в т. ч., распределительных систем газоснабжения, представлена на рис. 1.

К сер. 1970-х гг. уд. вес газа в топливном энергетич. балансе быв. СССР составлял ок. 25%. Его использование (в %) по секторам нар. хоз-ва составляло: пром-сть – 55; произ-во электроэнергии – 27; коммунально-бытовой сектор – 14; пр.- 4. Газ как топливо и сырье используется в разл. отраслях пром-сти. Потребление газа в России по секторам нар. хоз-ва за 2001 по федеральным округам представлено в табл. 2. На рис. 2 отражена доля каждого сектора в целом. Как видно из приведенных данных, доля коммунально-бытового сектора (включая на-

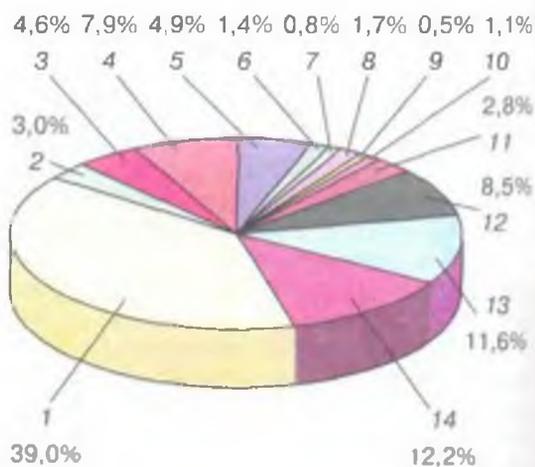


Рис. 2. Доля секторов народного хозяйства России в потреблении природного газа: 1 – электроэнергетика; 2 – нефтяная пром-сть; 3 – ОАО «Газпром»; 4 – металлургическая пром-сть; 5 – агрохимическая пром-сть; 6 – цементная пром-сть; 7 – оборонная пром-сть; 8 – нефтехимическая пром-сть; 9 – Мин-во обороны; 10 – сельскохозяйственное и автомобильное машиностроение; 11 – агропромышленный комплекс; 12 – население; 13 – коммунально-бытовое хозяйство; 14 – прочие потребители.

Таблица 1. Динамика потребления природного газа в бывшем СССР (млрд. м³)

	1960	1970	1980	1990
СССР	45,05	197,88	346,73	632,07
РСФСР	23,31	117,44	210,50	404,00
Украинская ССР	14,54	49,57	71,85	112,76
Азербайджанская ССР	5,28	4,97	11,12	16,56
Туркменская ССР	0,23	1,93	5,13	8,13
Узбекская ССР	0,45	10,46	18,56	34,26
Казахская ССР	0,04	3,34	10,06	13,67
Армянская ССР	0,11	1,45	2,56	4,38
Грузинская ССР	0,45	2,01	3,32	5,39
Киргизская ССР	0,04	0,56	1,16	2,13
Белорусская ССР	0,006	2,68	4,77	14,79
Литовская ССР	0,0	1,34	3,02	5,8
Латвийская ССР	0,0	0,93	1,58	2,9
Таджикская ССР	0,0	0,48	1,18	1,92
Эстонская ССР	0,0	0,49	1,10	1,52
Молдавская ССР	0,0	0,21	0,80	3,85

структур, предприятий и организаций потенциальных потребителей газа. Одним из таких путей является выход в процессе разработки проектов Г. на решения, предусматривающие внедрение новых, прогрессивных и энергосберегающих технологий, эффективное использование природного газа, создание единого рынка тепла, электроэнергии и газа.

Разработана концепция развития газоснабжающих систем, предусматривающая соблюдение ряда технологических, экономических и правовых принципов.

Согласно этой концепции, в технологич. области следует обеспечивать: применение в стр-ве новых полимерных материалов, конструкций труб и соединительных элементов, новых технологий; организацию произ-ва и внедрение эффективного газоиспользующего оборудования; расширение сферы использования газа в качестве моторного топлива на транспорте; проведение энергосберегающих мероприятий в сфере потребления и распределения газа с целью его высвобождения для нужд Г.; произ-во на основе природного газа тепла и электроэнергии для обеспечения децентрализованного тепло- и энергоснабжения небольших городов и сельских населенных пунктов; мониторинг и диагностику технологич. цепочки поставки газа потребителю (от контроля технич. состояния объектов газораспределения до системы учета распределения газа); вовлечение в региональный энергетич. рынок нетрадиционных ресурсов, включая малые м-ния газа, низконапорные запасы газа, метан из угольных и газогидратных пластов; использование альтернативных источников газификации (сжатый и сжиженный метан); улучшение экологич. обстановки, сохранение природно-ресурсного потенциала, снижение техногенного воздействия объектов газораспределения на природную среду.

Основными экономич. задачами в решении вопросов Г. являются: институ-

селение) составляла в 2001 ок. 20% в общем потреблении газа. Это значительно меньше, чем в индустриально развитых странах Зап. Европы и Сев. Америки. После 1991, несмотря на тяжелый экономич. кризис, продолжались работы по Г. регионов России. В дальнейшем доля коммунально-бытового сектора в потреблении газа должна увеличиваться.

Соотношение сетевого и сжиженного газов в Г. городов и населенных пунктов в быв. СССР в динамике развития представлено в табл. 3. Осн. показатели Г. по регионам России приведены в табл. 4. Общий уровень Г. по регионам России демонстрирует рис. 3.

Законодательной базой, регулирующей деятельность в области газоснабжения, являются федеральные законы, другие действующие нормативные правовые акты Рос. Федерации и субъектов РФ, среди которых основополагающим является Закон «О газоснабжении в Российской Федерации», принятый в 1999.

Г. позволяет создать основу для подъема производительности пром. предприятий и социально-экономич. развития регионов, улучшить условия труда и быта населения, снизить социально-экономич. разрыв между уровнем жизни населения в сельской местности и в городах, снизить загрязнение окружающей среды, способствует более равномерному распределению трудоспособного населения по секторам нар. хоз-ва.

Г. на нач. 2003 при текущей цене газа на внутр. рынке убыточна. ОАО «Газпром» участвует в финансировании стр-ва распределительных систем газоснабжения, рассматривая Г. как важнейшую составляющую своей соц. политики и одно из направлений сотрудничества с регионами России. Ведется интенсивный поиск путей, которые позволили бы убыточные проекты сделать коммерчески эффективными, выгодными для ОАО «Газпром» и потенциальных инвесторов в лице администраций регионов, банковских

Таблица 2. Потребление газа в федеральных округах России по секторам народного хозяйства за 2001 (млрд. м³)

	Федеральный округ							Всего
	Центральный	Северо-Западный	Южный	Приволжский	Уральский	Сибирский	Дальневосточный	
Электроэнергетика	43,17	9,23	11,65	45,85	25,50	3,35	1,85	140,59
Нефтяная пром-сть	0,07	0,84	0,56	2,72	5,45	0,23	0,85	10,71
ОАО «Газпром»	0,18	1,34	5,59	3,26	6,18	0,02	0,0	16,58
Металлургическая пром-сть	4,54	3,75	0,78	2,67	11,38	5,41	0,05	28,59
Агрохимическая пром-сть	5,13	2,80	1,6	6,96	0,001	1,29	0,0	17,78
Цементная пром-сть	1,99	0,0	1,0	0,96	0,63	0,38	0,06	5,01
Оборонная пром-сть	0,47	0,23	0,9	0,96	1,16	0,60	0,0	2,97
Нефтехимическая пром-сть	0,51	0,17	0,50	3,40	0,31	1,24	0,0	6,13
Мин-во обороны	1,05	0,14	0,15	0,31	0,17	0,0006	0,003	1,82
Сельскохозяйственное и автомоб. машиностроение	0,97	0,9	0,32	1,90	0,50	0,05	0,0	3,84
Агропром. комплекс	3,96	0,75	1,58	2,53	0,79	0,48	0,03	10,12
Население	11,19	2,68	4,70	7,92	3,33	0,47	0,46	30,77
Коммунально-бытовое хоз-во	11,81	1,40	14,26	12,73	1,27	0,08	0,14	41,68
Пр. потребители	13,64	7,85	6,34	9,74	5,09	1,07	0,33	44,06
Всего	98,66	31,28	49,13	101,92	61,77	14,14	3,78	360,67

Таблица 3. Развитие газификации населенных пунктов в бывшем СССР с 1960 по 1990

Используемый газ	Кол-во газифицированных населенных пунктов, шт. Кол-во газифицированных квартир, тыс. шт.											
	1960			1970			1980			1990		
	Всего	Города и п. г. т.	Село	Всего	Города и п. г. т.	Село	Всего	Города и п. г. т.	Село	Всего	Города и п. г. т.	Село
Природный и сжиженный газ	619	479	140	41656	1720	39936	148426	2011	146415	196492	5636	190856
	3316	3247	69	23376	17499	5877	55228	32698	22530	71459	47289	24170
Природный газ	252	180	72	1623	542	1081	5241	883	4358	14676	2400	12276
	2556	2050	52	11399	10901	498	23042	21195	1847	35262	32020	3242
Сжиженный газ	367	299	68	40033	1178	38855	143185	1128	142057	181816	3236	178580
	760	742	18	11977	6598	5379	32186	11503	20684	36197	15269	20929

Примечание: н. г. т. – поселки городского типа.

Таблица 4. Основные показатели газификации регионов России на начало 2002

Федеральный округ	Регион	Протяженность распределительных газопроводов, тыс. км	Уровень газификации, %	Уровень газификации природным газом, %	Объем реализации природного газа, млрд. м ³	Объем реализации сжиженного газа, тыс. т
				Всего/Города и п. г. т./Село	Всего/Пром-сть/Ком-быт. сектор/Население	
Центральный	Белгородская обл.	22,09	85,6	80,4/80,5/80,2	5,15/3,34/0,54/1,27	6,21
	Брянская обл.	14,76	93,3	66,1/87,2/29,2	2,88/1,53/0,50/0,84	16,91
	Владимирская обл.	7,47	91,8	65,6/80,3/18,4	2,85/1,85/0,55/0,44	11,46
	Воронежская обл.	16,35	84,7	57,4/80,4/22,5	4,56/3,34/0,12/1,09	23,48
	Ивановская обл.	5,58	86,2	62,9/75,4/17,2	2,04/1,46/0,06/0,52	10,61
	Калужская обл.	6,42	84,1	62,9/77,9/25,4	1,79/0,83/0,59/0,37	7,06
	Костромская обл.	1,93	88,3	43,0/58,2/15,1	4,07/3,80/0,11/0,16	16,57
	Курская обл.	8,26	84,6	51,1/72,2/22,6	1,72/1,08/0,16/0,48	17,27
	Липецкая обл.	17,9	89,3	78,9/90,2/62,3	4,33/0,33/0,15/0,84	8,32
	Московская обл.	30,87	98,3	89,9/96,0/72,2	16,13/8,64/5,30/2,18	43,70
	Орловская обл.	10,36	80,7	61,6/89,8/25,8	1,63/0,91/0,22/0,49	7,07
	Рязанская обл.	8,88	89,0	61,7/81,5/28,4	4,99/4,34/0,26/0,40	26,52
	Смоленская обл.	4,38	96,9	54,8/76,2/17,4	3,01/2,53/0,24/0,25	18,74
	Тамбовская обл.	11,62	82,6	50,1/71,5/23,6	1,84/1,07/0,23/0,54	12,40
	Тверская обл.	8,13	84,0	50,0/67,9/15,2	4,18/3,50/0,28/0,40	13,11
	Тульская обл.	15,05	91,9	76,7/87,8/38,7	7,58/5,93/0,93/0,72	7,71
	Ярославская обл.	4,88	89,1	65,7/80,8/17,3	3,06/2,36/0,45/0,24	18,35
Итого по округу:		194,98	90,9	68,5/79,7/38,9	71,85/46,86/10,72/11,25	265,51
Северо-Западный	Архангельская обл.	0,65	67,7	8,8/11,7/0,0	1,10/0,96/0,10/0,03	42,96
	Вологодская обл.	3,26	81,6	50,2/75,6/11,6	6,12/5,39/0,61/0,12	11,13
	Коми	2,73	51,5	39,3/52,8/5,1	5,32/5,05/0,17/0,10	17,05
	Калининградская обл.	1,95	92,8	41,0/51,1/3,6	0,52/0,22/0,17/0,13	23,7
	Карелия	0,041	55,8	0,6/0,9/0,0	0,39/0,39/0,0001/0,001	32,73
	Ленинградская обл.	4,53	86,5	47,1/60,1/24,3	4,03/3,15/0,73/0,15	36,08
	Новгородская обл.	1,91	87,6	44,5/63,2/8,9	2,64/2,14/0,41/0,09	15,42
	Псковская обл.	1,66	76,9	30,0/50,5/3,8	1,21/0,89/0,25/0,07	13,66
Итого по округу:		16,73	75,4	39,1/46,2/9,7	21350,3/18205,8/2448,3/696,2	192,76
Приволжский	Башкирия	42,01	88,2	74,6/88,8/50,7	14,91/11,9/1,37/1,64	25,12
	Кировская обл.	2,08	81,4	24,4/34,1/3,5	2,88/2,80/0,01/0,07	35,88
	Марийская Респ.	2,95	94,6	63,9/84,4/19,8	1,23/0,75/0,28/0,19	9,70

Федеральный округ	Регион	Протяженность распределительных газопроводов, тыс. км	Уровень газификации, %	Уровень газификации природным газом, %	Объем реализации природного газа, млрд. м ³	Объем реализации сжиженного газа, тыс. т
				Всего/Города и п. г. т./Село	Всего/Пром-сть/Ком.-быт сектор/Население	
	Мордовия	11,85	91,2	74,7/92,6/53,8	2,09/1,29/0,27/0,53	5,37
	Нижегородская обл.	21,63	88,5	66,5/80,1/30,5	8,57/6,31/1,03/1,23	21,22
	Оренбургская обл.	23,87	96,5	81,1/92,0/65,6	12,51/10,43/0,42/1,65	21,11
	Пензенская обл.	12,69	89,1	73,7/86,1/51,5	2,43/1,37/0,26/0,80	4,67
	Пермская обл.	8,41	85,6	59,6/75,5/10,9	14,21/13,34/0,51/0,36	37,16
	Самарская обл.	24,26	91,6	85,8/87,7/79,3	14,76/12,68/0,65/1,43	11,03
	Саратовская обл.	30,29	91,8	88,7/93,5/75,3	6,35/3,67/0,91/1,77	0,34
	Татарстан	40,72	98,1	94,0/97,1/85,5	14,84/11,33/1,52/1,99	14,18
	Удмуртия	5,55	81,4	53,1/68,1/16,9	2,94/2,61/0,10/0,22	27,86
	Ульяновская обл.	7,41	78,0	50,2/59,6/29,7	2,14/1,42/0,17/0,54	10,78
	Чувашия	7,74	83,9	55,7/82,0/21,8	2,06/1,34/0,42/0,30	14,68
	Итого по округу:	241,48	89,3	68,3/82,0/46,4	101,92/81,27/7,92/12,73	239,09
Уральский	Курганская обл.	1,14	88,1	13,6/23,7/0,9	0,89/0,77/0,09/0,03	36,40
	Свердловская обл.	13,23	75,2	55,2/61,8/8,3	15,54/14,26/0,79/0,49	22,34
	Тюменская обл.	3,93	47,9	18,0/25,0/2,7	31,70/29,94/1,61/0,15	36,51
	Челябинская обл.	12,04	72,2	52,4/60,0/16,4	13,64/12,20/0,84/0,60	29,09
	Итого по округу:	30,34	69,5	42,5/51,8/7,0	61,77/57,17/3,33/1,27	124,35
Сибирский	Алтайский кр.	0,78	66,1	3,7/6,6/0,4	0,40/0,34/0,05/0,01	59,78
	Кемеровская обл.	0,30	14,5	1,8/2,1/0,0	3,78/3,72/0,06/0,004	13,28
	Новосибирская обл.	0,68	37,7	1,4/1,9/0,2	2,18/2,01/0,15/0,02	30,30
	Омская обл.	1,90	83,1	11,0/13,5/4,9	2,06/1,87/0,15/0,03	87,67
	Томская обл.	0,87	37,6	4,4/5,2/2,8	2,05/1,98/0,06/0,02	9,32
	Итого по округу:	4,54	-	-/-/-	10,48/9,93/0,47/0,08	200,35
Южный	Адыгея	2,68	85,2	67,0/90,2/41,4	0,61/0,15/0,15/0,31	2,86
	Астраханская обл.	6,74	88,3	63,9/76,8/36,7	7,27/6,80/0,21/0,26	20,35
	Волгоградская обл.	21,17	93,3	74,4/85,9/39,8	6,22/3,97/0,98/1,27	8,88
	Дагестан	2,60	69,5	37,7/87,6/9,9	2,26/0,77/0,89/1,40	9,97
	Ингушетия	2,41	83,1	82,9/91,6/79,0	0,48/0,07/0,01/0,41	0
	Кабардино-Балкария	9,29	92,4	83,7/93,9/68,1	1,34/0,18/0,24/0,91	1,04
	Калмыкия	2,27	95,6	62,1/94,3/40,8	0,30/0,04/0,08/0,18	2,24
	Карачаево-Черкесия	3,84	86,4	65,7/80,2/52,2	0,89/0,46/0,09/0,34	1,24
	Краснодарский кр.	37,99	82,5	63,0/76,0/47,3	8,33/3,93/1,02/3,39	41,60
	Ростовская обл.	23,84	78,8	56,4/68,4/29,0	6,31/3,52/0,72/2,07	19,49
	Сев. Осетия-Алания	5,29	92,3	86,3/92,4/72,2	1,44/0,26/0,26/0,91	8,47
	Ставропольский край	35,61	91,1	86,8/90,2/82,3	10,72/7,14/0,87/2,70	3,12
	Итого по округу:	153,76	84,6	66,0/80,0/44,5	46,18/27,3/4,70/14,16	119,27
Дальневосточный	Амурская обл.	0	70,3	0,0/0,0/0,0	0/0/0/0	9,18
	Еврейская авт. обл.	0	82,0	0,0/0,0/0,0	0/0/0/0	6,43
	Приморский кр.	0	13,9	0,0/0,0/0,0	0/0/0/0	14,86
	Сахалинская обл.	0,25	8,2	8,2/8,5/5,1	1,19/1,09/0,07/0,03	0
	Хабаровский кр.	0,30	73,2	9,8/14,6/0,0	0,99/0,90/0,05/0,03	40,07
	Якутия	1,48	34,3	22,1/30,3/7,3	1,59/1,18/0,34/0,08	1,54
	Итого по округу:	2,03	-	-/-/-	3,78/3,18/0,46/0,14	72,08



Рис. 3. Общий уровень газификации по регионам России.

циональные мероприятия, направленные на выравнивание цен на топливо и энергоресурсы на внутр. рынке с учетом реальных затрат на их произ-во и потребительских качеств; введение экономически обоснованных цен на газ для вновь вводимых потребителей, учитывающих рентабельность реализации газа, инвестиционную составляющую, а также коэффициенты сезонности и возможность применения потребителем альтернативных видов топлива; обоснование налоговых льгот на федеральном и региональном уровнях для обеспечения безубыточности проектов и программ Г в регионах России, включая последующий период эксплуатации газораспределительных сетей; адресное направление дотаций, выделяемых в регионах на топливо и тепло, средств на новые объекты Г и в развитие комплексного

газо-, тепло- и электроснабжения на период до полной окупаемости инвестиций; обоснование рациональной доли природного газа в топливно-энергетич. комплексе региона с учетом собственных ресурсов региона, удаленности от осн. источников энергоресурсов и перспективных потоков газа; создание благоприятных условий для реализации программ энергосбережения и повышения эффективности использования газа.

Основными задачами Г. в правовой области являются: разработка и утверждение на федеральном уровне правового механизма обеспечения гибкой тарифной системы в области газоснабжения; разработка разл. механизмов финансирования проектов Г., в т. ч. с использованием дебиторской задолженности организаций — потребителей газа, налоговых кредитов,

льготного налогообложения, включением инвестиционной составляющей в тарифы на газ; приобретение прав собственности на объекты Г.

Для принятия рациональных технологич. решений целесообразно: совершенствовать практику проектирования, строительства и эксплуатации газораспределительных систем; осуществлять комплексный подход к Г., на базе которой формируется региональный рынок энергоресурсов; выбирать оптимальные технологич. параметры газопроводов-отводов, межселковых и распределительных газопроводов, добиваясь снижения материалоемкости строительства; выбирать оптимальные трассы газопроводов-отводов на основе совр. компьютерных технологий проектирования и проведения инженерно-изыскательских работ; максимально использовать существующие

мощности при оптимальной загрузке газопроводов-отводов; предусматривать стр-во газопроводов-отводов, *газораспределительных станций* к потенциально эффективным платежеспособным потребителям; внедрять в практику проектирования перспективные схемы Г., добываясь комплексного использования сетевого и сжиженного газа; учитывать новые технологии и новые типы оборудования, сочетая их с использованием альтернативных источников Г.; предусматривать в проектах стр-во котельных и электростанций малой мощности, работающих на газовом топливе, а также модернизацию существующих котельных при их переводе на газ; реализовывать региональные программы по использованию газа в качестве моторного топлива; использовать технич. средства защиты и диагностики распределительных газопроводов, новое газораспределительное оборудование, современные приборы и системы учета газа; обеспечивать безопасную эксплуатацию объектов газовых хозяйств, в т. ч. на основе разработки и внедрения комплексной программы автоматизации мониторинга, диагностики и управления газовыми хозяйствами; своевременно модернизировать и реконструировать газовые сети, поддерживая их в работоспособном состоянии; предусматривать организацию сервисного обслуживания газоиспользующего оборудования.

При проектировании развития газоснабжающих систем субъекта Рос. Федерации составляется инвестиционный проект Г. Важнейшими документами проекта являются *генеральная схема газоснабжения* и газификации субъекта РФ, обоснование инвестиций, бизнес-план стр-ва объектов Г., проектная документация. Генеральная схема газоснабжения и Г. разрабатывается на основе рациональной структуры регионального топливно-энергетич. баланса в увязке с сырьевой ресурсной базой данного субъекта и основными направлениями развития газовой пром-сти на долгосрочный период, на основе комплексного подхода к использованию газа, включая рынок газа, тепла и электроэнергии. Генеральная схема должна предусматривать проведение комплекса газосберегающих мероприятий в сфере потребления и распределения газа с целью обеспечения дополнительных объемов газа для нужд газоснабжения; реконструкцию объектов газоснабжения, восстановление их технич. состояния, создание системы мониторинга. Помимо того, в генеральной схеме определяются основные параметры системы диагностики, контроля и учета расхода газа и комплексной автоматизиров. системы измерений расхода и параметров качества природного газа. В технологич. плане решения должны обеспечить по мере возможностей загрузку действующих и вновь вводимых газопроводов-отводов и других объектов Г. Повышение эффективности использования газа достигается внедрением нового газоиспользующего оборудования и технологий, в т. ч. «малой энергетики», использованием альтерна-

тивных источников газоснабжения для Г. удаленных от *магистральных газопроводов* населенных пунктов.

После утверждения инвестиционного проекта Г. субъекта РФ и разработки технико-экономического обоснования формируется Программа стр-ва объектов Г. субъекта РФ. При ее формировании стремятся обеспечить переход от экстенсивного наращивания объемов стр-ва газопроводов к экономически обоснованным объемам стр-ва, предусматривают реконструкцию объектов газового хоз-ва с большим сроком эксплуатации, замену газоиспользующего оборудования, выработавшего свой ресурс, технич. перевооружение и реновацию предприятий газового хоз-ва.

Стр-во объектов газораспределения должно осуществляться с использованием современных строительных материалов и технологий: *полиэтиленовых труб*, шаровых кранов, систем *электрохимической защиты* нового поколения, *горизонтально-наклонного бурения* для сооружения подводных газопроводов, новых способов *балластирования трубопроводов* на затопляемых участках и т. д. Проекты организации стр-ва должны предусматривать использование высокопроизводительной строительной техники и оборудования, позволяющих уменьшить техногенное влияние на окружающую среду и сократить сроки стр-ва.

Объекты Г., включая работающие на высоком давлении (газопроводы-отводы, газораспределительные станции), построенные за счет сторонних источников финансирования, являются собственностью инвесторов. Эксплуатация таких систем и объектов по решению собственника осуществляется либо самостоятельными специализиров. газораспределительными организациями, имеющими *лицензию* на этот вид деятельности, либо газотранспортными дочерними обществами или специализиров. газораспределительными организациями системы ОАО «Газпром» по договору аренды или доверительного упр-ния.

Разработана программа поэтапной реализации концепции, рассчитанная на период в несколько лет. *М. Г. Сухарев.*

«ГАЗНАДЗОР», см. в ст. *Надзор за безопасностью.*

ГАЗОБАЛЛОННЫЕ АВТОМОБИЛИ (ГБА) – автомобили, использующие *газомоторное топливо* (ГМТ).

Масштабные работы по переводу автотранспорта на *природный газ* развернулись во 2-й пол. 1930-х гг., когда началось произ-во ГБА и стр-во *газонаполнительных станций*. В быв. СССР в 1939 были созданы ГБА (ЗИС-30 и ГАЗ-44), использовавшие сжиженный нефтяной газ (ГСН). В 1949–53 были спроектированы и переданы в произ-во ГБА (ГАЗ-515 и ЗИС-156)), работавшие на компримированном природном газе.

ГБА в качестве топлива могут использовать три вида газомоторного топлива: компримированный природный газ (КПГ), сжиженный нефтяной газ (пропан-бутан) и *сжиженный природный газ* (СПГ).

Осн. различие ГБА состоит в способе хранения топлива: для КПГ – это баллоны высокого давления (до 20 МПа); ГСН хранится в сосудах с рабочим давлением до 1,6 МПа, СПГ требует криогенных баков (0,6–1,6 МПа) с высококачеств. теплоизоляцией.

Газобаллонная аппаратура предназначена для дополнительного оснащения автомобилей второй авт. топливной системой и обеспечивает хранение ГМТ, снижение его давления до атмосферного, точное дозирование, смесеобразование и подачу газозоудушной смеси в двигатель. Применение ГМТ позволяет резко сократить расход жидкого топлива, снизить стоимость эксплуатации автомобиля, улучшить экологич. обстановку вследствие снижения токсичности отработавших газов. Бензиновая система питания сохраняется. Перевод питания на любой из двух видов топлива осуществляется из кабины водителя даже во время движения. Аппаратура для использования ГМТ при правильной эксплуатации обеспечивает полную пожарную безопасность автомобиля.

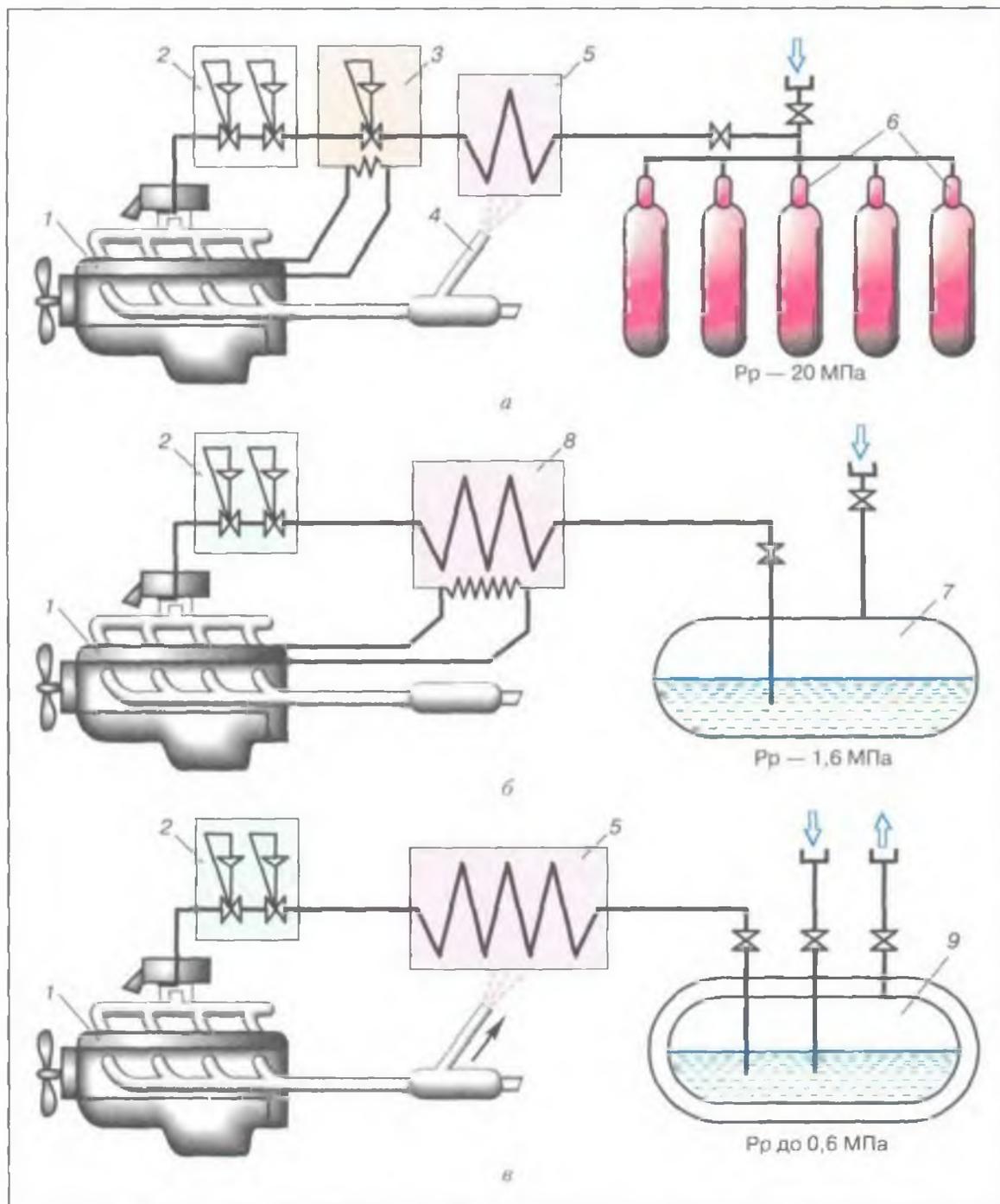
Газотопливная аппаратура всех видов ГБА близка по составу и конструкции (см. рис. на стр. 70).

В быв. СССР в 1980-х гг. на грузовых автомобилях использовался унифицированный 2-ступенчатый редуктор. Между ним и емкостями для любого вида газа устанавливались подогреватели газа, а в случае использования КПГ – дополнительный редуктор высокого давления. Газовые баллоны на грузовых автомобилях обычно размещаются между кузовом и рамой, на автобусах – на крыше или под полом пассажирского салона, на легковых автомобилях, как правило, укрепляются в багажнике.

Все эксплуатируемые в России ГБА созданы на базе серийных автомобилей путем их дооснащения газовыми баллонами и газотопливной аппаратурой. Поэтому ГБА способен работать на газе, на бензине или дизельном топливе. Напр., газовое оборудование автомобиля ЗИЛ-138А включало 8 газовых баллонов по 50 л каждый, трубопроводную обвязку, заправочный узел, манометр и запорные вентили. Газотопливная аппаратура содержала редуктор высокого давления, редуктор низкого давления, клапаны-отсекатели, датчики, трубопроводы, подогреватель КПГ выхлопными газами двигателя, смесительную камеру и установленный в кабине водителя переключатель двигателя на один из видов топлива.

На легковых автомобилях, как правило, используют редуктор (3- или 2-ступенчатый), обогреваемый жидкостью системы охлаждения двигателя. В багажнике устанавливают газовые баллоны объемом 20–100 л.

Редуктор должен обеспечивать автоматич. снижение и поддержание давления газа на всех режимах работы двигателя, включая подачу газа в режимах холостого хода и запуска. В 2-ступенчатом механич. редукторе первая ступень осуществляет редуцирование газа до давления 0,03–0,04 МПа и его поддержание. При



Принципиальные схемы топливных систем газобаллонных автомобилей: а — на сжатом природном газе; б — на пропан-бутане; в — на сжиженном природном газе; 1 — двигатель; 2 — двухступенчатый редуктор давления; 3 — одноступенчатый редуктор высокого давления (20–1,2 МПа); 4 — подогрев редуктора от системы охлаждения двигателя; 5 — нагреватель природного газа выхлопными газами; 6 — газовые баллоны; 7 — бак пропан-бутана; 8 — испаритель пропан-бутана, подогрев от системы охлаждения двигателя; 9 — криогенный бак для сжиженного природного газа.

появлении газа в полости 1-й ступени давление возрастает, и в зависимости от характеристик мембраны и пружины клапан первой ступени прикрывается. При низких темп-рах включают электромагнитный пусковой клапан, при открытии к-рого газ из первой ступени подается, минуя клапан второй ступени, на выход редуктора, обогащая смесь и облегчая запуск двигателя, при этом разгрузочное устройство закрывает клапан, разгружая мембрану второй ступени. Редуктор настраивают на выходное давление 0 ± 40 Па с помощью регулировочного винта. Газ в полость второй ступени поступает через клапан. Если давление в ней повышается, мембрана, воздействуя на рычаг, прикрывает клапан; если давление уменьшается, то мембрана, воздействуя на рычаг, открывает клапан. При работе двигате-

ля на холостом ходу клапан закрыт, а газ подается к двигателю через регулировочную иглу и клапан холостого хода. Редукторы с подобной схемой серийно выпускаются как в России, так и за рубежом.

Смесительные устройства устанавливаются над карбюратором, в карбюраторе или под карбюратором. Размещенные над карбюратором и в карбюраторе они в той или иной степени ухудшают работу двигателя на бензине. По исполнению они делятся на смесители с одним или двумя диффузорами. Установка смесителя под карбюратором, как правило, не влияет на показатели работы двигателя на бензине.

Принципиальная схема газобаллонной установки приведена на рис.

Газодизельная аппаратура (ГДА) предназначена для дополнительного оборудования автомобиля с целью обеспече-

ния его работы на компримиров. природном газе по газодизельному циклу, т.е. с использованием запальной дозы дизельного топлива.

Комплект ГДА обеспечивает хранение компримиров. газа, снижение его давления до атмосферного с помощью редукторов высокого и низкого давления, дозирование, смесеобразование, подачу газозоудушной смеси в двигатель, ограничение подачи дизельного топлива до уровня запальной дозы, взаимное согласование подачи дизельного топлива и газа, защиту двигателя от нештатных режимов работы. Смеситель типа «труба в трубе», как правило, устанавливается на выходе из воздушного фильтра. Механизм блокировки подачи дизельного топлива обеспечивает поступление газа только в момент достижения цикловой подачи дизтоплива, равной уровню запальной дозы, к-рая неск. больше необходимой цикловой подачи на холостом ходу.

Применение ГДА на автомобилях типа «КамАЗ» и автобусах «Икарус» позволяет снизить затраты на топливо за счет сокращения расхода дизельного топлива на 50–80%, увеличить срок смены масла в 1,5 раза, снизить дымность отработанных газов в 2–4 раза, снизить шумность на 2–3 дБ.

Ужесточение требований к кол-ву токсичных веществ в выхлопных газах автомобилей предопределяет постоянное совершенствование газотопливной аппаратуры (ГТА). Различают след. поколения аппаратуры: механич. системы, системы с микропроцессорным управлением и системы с одно-, многоточечными и непосредственным впрысками.

Стандартными принадлежностями ГТА 2-го и 3-го поколений являются лямбда-зонды (датчики кислорода в выхлопных газах, определяющие полноту сгорания топлива). Сигналы датчиков обрабатываются микропроцессором и поступают на электромеханич. дозаторы, корректирующие состав топлива. Реализуется также измерение расхода газа и воздуха в газовой и воздушной магистралях с помощью высокоточных термоанемометров, соответствующая обработка сигналов в микропроцессоре и точное дозирование состава газозоудушной смеси в соответствии с режимом работы двигателя. Стандартной является система корректировки угла опережения зажигания. В ГТА 3-го поколения газ из мембранных редукторов высокого давления поступает в электромеханич. дозаторы газа (форсунки), подающие к клапанам двигателя газ в кол-ве, строго соответствующем режиму работы, к-рый определяется с помощью 5–10 датчиков. Непосредств. подача газа в цилиндр двигателя (аналогично системам впрыска дизельного топлива и бензина) с помощью газовых форсунок, управляемых микропроцессором, рассматривается как ГТА 4-го поколения.

Совершенствование ГТА приводит к ее усложнению и соответствующему увеличению стоимости, что компенсируется уменьшением расхода топлива и существ. снижением эмиссии токсичных веществ, достигающим при использовании аппара-

туры 3-го поколения в 20 раз по сравнению с уровнем 1971.

Одним из достоинств ГБА является меньшая шумность двигателей. До 1986 норма шумности в странах ЕЭС для автомобилей составляла 82 дБ, с 1996 — 76 дБ. Применение компримиров. и сжиженного нефтяного газов позволяет снизить шумность на 8–10% и тем самым избежать проведения дорогостоящих мероприятий по «капсулированию» моторов или использованию более сложных глушителей.

Для заправки автомоб. транспорта компримиров. природным газом создана сеть стационарных *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций и передвижных автогазозаправщиков.*

К. Ю. Чуриков.

ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ — естеств. скопление природного газа в *ловушке*, образованной пластом-коллектором и *покрышкой* из непроницаемых пород. Приурочена к пористым, трещиноватым, кавернозным горн. породам (песчаникам, алевролитам, известнякам и др.).

Г.з. различаются по составу газа, режиму разработки, условиям залегания. По последнему признаку выделяют Г.з.: *пластовые* — сводовые и экранированные (литологически, стратиграфически, тектонически); массивные; литологически ограниченные. Осн. параметры Г.з.: *пластовое давление*, *высотное положение газовой контактной поверхности* (общая газонасыщенная толщина), положение внутр. и внеш. контуров газонасыщенности. Кроме общей газонасыщенности выделяют эффективную газонасыщенную толщину, определяемую исключением из первой непродуктивных пропластков (напр., глинистых). Размеры Г.з. от неск. десятков тыс. м³ до неск. трлн. м³ газа. Совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности и подчиненных единой тектонич. структуре, образует *газовое месторождение.*

ГАЗОВАЯ ПОСТОЯННАЯ — универсальная физич. постоянная R, входящая в уравнение состояния идеального газа (уравнение Клапейрона) и численно равная работе расширения 1 моля идеального газа в изобарич. процессе при увеличении темп-ры газа на 1К: $R = (8,3144 \pm 0,00026) \text{ Дж/(моль} \cdot \text{К)}$. Удельной Г.п. называется величина $V = R/\mu$, где μ — молярная масса газа в кг/моль (в системе СИ).

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ — отрасль топливно-энергетич. комплекса (ТЭК) страны, включающая разведку и разработку м-ний природного газа, комплексную переработку его на товарные продукты, подземное хранение и транспортировку по магистральным газопроводам, а также поставку товарного газа и газохимич. сырья разл. отраслям пром-сти и коммунально-бытового хоз-ва для использования в качестве источника энергии и химич. сырья.

Г.п. является частью горной пром-сти, к-рая занимается разведкой и добычей полезных ископаемых из недр Земли.

Г. п. как производств. сложная система включает природно-технологич. и производственно-технологич. комплексы (подсистемы).

К природно-технологическим (геотехнологическим) комплексам относятся м-ния (залежи) природного газа и *подземные хранилища газа (ПХГ)*; к производственно-технологическим комплексам относятся газодобывающие предприятия: *газовые промыслы, газотранспортные системы, газораспределительные системы, газохимические комплексы, газоперерабатывающие заводы (ГПЗ)* и др.

Эксплуатация природно-технологич. (геотехнологич.) комплексов осуществляется путем разработки залежей (м-ний) природного газа. Эксплуатация производственно-технологич. комплекса (газового промысла), связанного с добычей газа и его поставкой в газопровод, осуществляется путем извлечения газа из недр с помощью системы *эксплуатационных газовых скважин*, сбора и промышленной подготовки газа к транспорту на *специализированных установках комплексной подготовки газа (УКПГ).*

История газового дела. Прародительницей газовой отрасли была нефтяная пром-сть. До нач. 20 в. добыча природного газа из чисто газовых м-ний в России не велась. В то время не существовало понятий газового и газоконденсатного м-ний. Длительное время газ был сопутствующим продуктом при добыче нефти и наз. попутным газом. До сих пор ок. 10% совр. добычи в стране газа приходится на долю *нефтяного газа.*

Зарождение пром-сти искусств. горючих газов относится к кон. 18 — нач. 19 вв., когда горючий газ, получаемый сухой перегонкой *каменного угля* в спец. аппаратах, начали использовать для освещения улиц городов в Великобритании и др. странах Зап. Европы. В России это началось со стр-ва в 1835 в г. Санкт-Петербург газового з-да для городского освещения.

Свободные выходы природных горючих газов были известны на Кавказе более 3 тыс. лет. Их называли «священными», «вечными», «неугасимыми» огнями. Факелы горящих газов на Апшеронском п-ове и на Дагестанском побережье Каспийского м. в нач. н. э. служили маяками для морских судов.

Выделения *горючих газов* были также известны в Сев. Америке (на берегу оз. Эри и др. местах), Персии, Индии, Китае и др. странах.

Природный газ для отопления и освещения использовался в Китае уже в 4 в. до н. э. Отмечались выделения газа из пробуренных для откачки солевых растворов глубоких скважин. Эти скважины давали в осн. только метан, за что были названы «огненными колодцами». Систематич. глубокое бурение для добычи соли и природного газа в Китае началось во 2-м в. Для «удержания света» использовались трубы из бамбука (рис. 1), с помощью к-рых газ переносили из одного места в другое. Как отмечали источники,



Рис. 1. Буровая вышка в Китае, в провинции Сычуань (на переднем плане газопроводные трубы из бамбука).

«это пламя не оставляет пепла и горит ярко». По бамбуковым трубам, к-рые прокладывали под дорогами или устанавливали на подпорках, солевой раствор и природный газ перегоняли на многие км. Факелы высотой менее 50 см использовались для освещения в нек-рых городах пров. Сычуань. Газ использовался для отопления жилищ, но как это делалось неизвестно.

Выделения горючих газов служили предметом поклонения разл. религиозных сект. Наиболее известен храм огнепоклонников в Сураханах, на Апшеронском п-ове, осн. в 7 в. На протяжении столетий для поклонения богу огня и жизни Агни сюда приходили пилигримы из Индии, Аравии, Персии. У поклонников бога Агни на лбу и щеках были нарисованы охрой красные языки пламени, и они возносили свои молитвы в храме, где горели, как они верили, неугасимые священные огни.

В Сураханском храме огнепоклонников (рис. 2) богослужения происходили вплоть до 70-х гг. 19 в. Храм сохранился до настоящего времени как музей. В центр. части храма находится 4-угольное сооружение, в углах к-рого имеются вертикальные каменные 4-угольные трубы, по к-рым поднимался горючий газ. По-видимому, поступающий из земных недр газ был каптирован и с помощью сложенных из камней и глины каналов подведен к центр. сооружению храма. Выходы горючих газов были оборудованы над входом в храм и на др. участках храма.

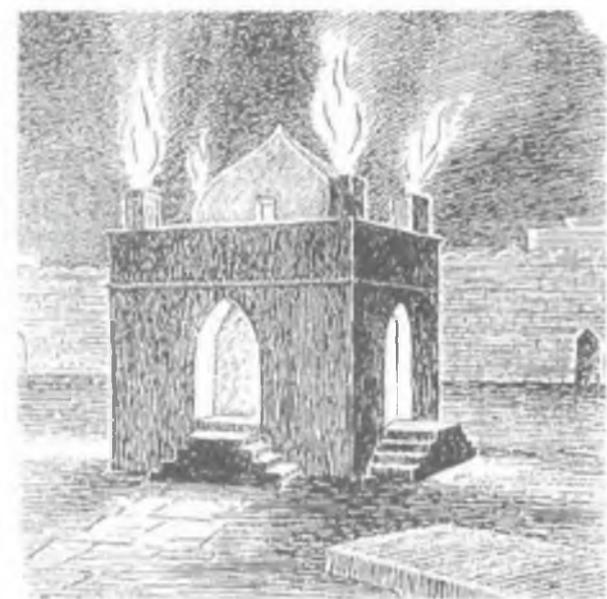


Рис. 2. Храм огнепоклонников около селения Сураханы (Баку).

В 1273 венецианский путешественник М. Поло сделал описание факелов природного газа в огненном храме зороастрийцев в г. Баку. Тверской купец А. Никитин в своем дневнике «Хождение за три моря» отмечал, что в 1466 «А яз пошел к Дербенту, а из Дербента к Баке, где огонь горит неугасимы». В 1772–74 описание аншеронских «вечных огней» составил живший в России путешественник-натуралист С. Г. Гмелин.

В книге С. Броневского «Кавказцы. 1750–1820» об этом сообщается: «Полуостров Абшерон примечателен по нефтяным ключам, которыми он изобилует. Вся почти атмосфера на сем полуострове наполнена нефтяным запахом. Здесь одно место, называемое Атеш-га, которое беспрестанно горит. Ежели вблизи живущие обыватели пожелают, чтобы в вечеру был свет, то вырывают они в земле ямку, втыкают трубку и держат над нею огонь, от чего немедленно загорается выходящий пар подобно свече, без повреждения трубки, и горит до тех пор, пока не погасят, или не выдернут трубки. Жителям сей огонь весьма полезен для сжения извести, потому что там великой претерпевают недостаток в дровах. Таким же образом крестьяне варят себе кушанье. Жительство, избранное Гебрами и Индейцами на сем месте, делает его еще известнейшим. Они почитают сей неугасимый огонь за нечто чрезвычайно священное и за образ божества, которое не может себя изобразить людям чище и совершеннее, как в огне и свете». Атешгях по-персидски означает «место огня». Так именовалась и храмовая земля. В 1858 храм огнепоклонников посещал франц. писатель А. Дюма-отец.

В 1848 акад. Г. В. Абиш, живший в России, писал: «За несколько дней перед сим я открыл в Бакинском заливе обширную группу газовых источников, освобождающих горючий газ с такою силою и в таком количестве, что вблизи них едва может держаться лодка. Газы освобождаются из-под воды на глубине трех сажен и при тихой погоде воспламеняются на поверхности моря... Только сильный ветер может задувать такой пламень».

В дореволюционной России (до 1917) открытие м-ний природного газа носило случайный характер. Так, неожиданным было появление природного газа при бурении артезианской скважины в г. Астрахань. Бурение на воду велось на средства местного купца Д. Г. Сергеева. В 1839 на глуб. 112 м показалась вода и стал выделяться природный газ. А. Дюма-отец, посещавший этот край в 1858, свидетельствовал: «Вода в Астрахани неважная, и ее не хватает. Русская власть намеревалась устроить артезианские колодцы, но на 130-метровой глубине бур дал выход не фонтанирующей воде, а водородно-углеродному газу. Неудачу использовали, чтобы по вечерам зажигать огонь. Он очень живо светит до утра. Фонтан стал большим фонарем».

В России были известны десятки мест, где можно было добывать природный газ, однако до нач. 20 в. такие работы практически не велись.

В 1834 директор Бакинских нефтяных промыслов Н. И. Воскобойников подал записку министру финансов России Е. Ф. Канкрину, в к-рой писал, что «полезно было бы очищать ее (нефть) через перегонку на месте, что для казны весьма мало будет стоить, ибо близ самих колодцев белой нефти имеются естественные огни...». Это предложение осталось без последствий.

В 1906 саратовский купец Мельников бурил на своем хуторе у с. Дергачи артезианский колодец. От случайной искры скважину охватило пламенем, к коему трудом потушили. Сын Мельникова, студент Рижского политехнич. ин-та, отвез пробу природного газа в институт, где определили, что газ – метан. Предприимчивый купец построил на этом месте стекольный и кирпичный з-ды, используя газ в качестве дарового топлива (стекольный з-д «Стеклогаз» продолжал существовать и после 1917).

Впервые в России для пром. целей природный газ (попутный нефтяной) начали использовать в 1859 в г. Баку на нефтеперегонном з-де рос. предпринимателя В. А. Кокорева как топливо для обогрева нефтеперегонных кубов. Завод находился в непосредств. близости от сураханского храма Атешгях. Над трещинами, из к-рых выделялся газ, надстраивали ящички, обложенные каменной кладкой на сильном цементном растворе (во избежание утечки газа). Газ собирался под 40 колпаками, а затем по трубам шел в котельную под кубами. Газ применялся не только для нагрева кубов, но и для освещения жилых и производств. зданий. Использование газа для освещения завода позволило В. А. Кокореву уже в 60-е гг. 19 в. экономить св. 11 т керосина в год, а применение газа в котельной доводило ежегодную экономию мазута св. 1,8 тыс. т.

Это был единственный в 19 в. пример полезного (непродолжительного) применения дарового природного газа в России, не считая отд. экспериментов. В «Морском сборнике» за 1864 описаны опыты проведения нефтяного газа для освещения зданий Бакинского порта и отопления заводской машины.

В 1876 рос. химик Д. И. Менделеев поставил вопрос о широком практич. использовании попутного нефтяного газа. Он считал, что газ – это топливо будущего. Однако до кон. 19 в. рос. промышленники приоритет отдавали нефти.

На этапе колодезной добычи нефти попутные газы препятствовали чистке и углублению колодезев, чем сдерживали увеличение нефтедобычи. В начальный период скважинной добычи нефти выделяющиеся из нее газы полностью терялись (в процессе добычи, транспортировки и хранения). Причем чаще всего «газ выпускали на воздух» при неконтролируемых открытых фонтанах; пласты оказывались дегазированными и обводненными, структура самих пластов резко нарушенной. К нач. 20 в. пришло осознание того, что дешевый нефтяной газ необходимо утилизировать.

Первая скважина с целью добычи газа была заложена в 1901 Бакинским нефтяным об-вом в Сураханах (на быв. участке В. А. Кокорева). В 1902 из газовой шахты нефтяного м-ния скважина с глуб. 200 м при статич. давлении 14 атм. дала фонтан ок. 33 тыс. м³ газа в сут. Газ был обнаружен и на др. участках. Нефтепромышленники приступили к прокладке газопроводов в Балаханно-Сабунчинский район (Баку), где газ использовался в качестве топлива для паровых котлов.

Пром. разработка собственно газового м-ния в России началась ок. 1906 близ г. Дербент на м-нии Дагестанские Огни, где «в даче стекольного завода была пробурена газовая скважина». В годы Гражданской войны 1917–22 завод был разрушен, затем в 1922 восстановлен и приступил к выпуску оконного стекла. В 1925 после реконструкции завод, работая на природном газе м-ния, довел выпуск стекла до 14 тыс. т в год. Потребление газа при этом возросло до 35 тыс. м³ в сут.

Впервые попутный нефтяной газ начали утилизировать в г. Грозный в 1909 из скважины, расположенной в Мамакаевской Балке Старого р-на (рис. 3). Эта скважина ранее эксплуатировалась на верх. горизонтах, затем была углублена до 600 м при diam. труб ок. 305 мм; 6-й пласт оказался довольно богат газом. Первоначально она давала до 13 т в сут нефти, но добыча быстро понизилась и установилась на уровне 3 т сут. Наблюдения над скважиной в течение нескольких месяцев показали, что приток газа сохраняется постоянным.

Газ из этой скважины под собств. давлением направлялся по трубопроводу длиной ок. 280 м в промысловую кочегарку и



Рис. 3. Схема добычи газа из скважины № 10/11 в районе Грозненского месторождения.

сжигался в топках трех паровых котлов. Трубопровод был собран из старых газовых труб диам. 100 мм и оборудован «железным резервуаром», исполнявшим роль ресивера и отделителя, а также водозапорными газовыми кранами. Газ отбирался в течение 16 ч в сутки, а в остальное время осуществлялась добыча нефти желонкой, и газ попросту терялся. Уже тогда было обнаружено выпадение бензинообразной белой жидкости (газовый конденсат) в газопроводящих трубах.

Природные газы, встречающиеся совместно с нефтью и независимо от нее в самостоятельных газовых м-ниях, наз. также естеств. газами. В России в нач. 20 в. важнейшие м-ния естеств. газа находились в Бакинском и Грозненском районах. Кроме того, были известны м-ния: Дагестанские Огни (ок. г. Дербент), Ставропольское (Сев. Кавказ), Урало-Эмбенское (Доссорское) и Дергачевское (Самарская губ.). Были известны, но мало разведаны м-ния естеств. газов в Керченском, Темрюк-Таманском, Кубано-Черноморском, Бердянском, Закаспийском, Ферганском р-нах, на о-вах Челекен и Сахалин, в Ухтинском р-не и Прибайкалье. Добыча естеств. газа в России была крайне незначительна (табл. 1).

Таблица 1. Добыча естественного газа в России в 1916

Районы	Добыча, тыс. м ³
Бакинский	84000
Грозненский	16000
Дергачевский	5600
Ставропольский	5300
Темрюкский	400
Всего:	111300

Примечание: в других районах учет добываемого газа не велся.

С развитием добычи естеств. газа встал вопрос о его переработке и утилизации. В 1909 рос. нефтяник И. Н. Стрижов предложил использовать газ из грозненской скважины, для чего «целесообразно провести газопровод до города Грозного и отпустить газ жителям и промышленникам для отопления домов, для действия двигателей, печей, паровых котлов на фабриках и заводах и для освещения города» и «было бы интересно разобрать вопрос о том, нельзя ли с практической выгодой готовить из нашего естественного газа бензин». И. Н. Стрижов, М. М. Тихвинский, С. А. Вышетравский и др. неоднократно поднимали вопрос об извлечении газолина (легкого бензина) из газа, но дальнейшие лабораторных опытов и академич. обсуждений двинуться не могли.

Вопрос извлечения газолина из газа вообще и из компрессорного газа путем перехода от эрлифта к газлифтам, в частности, был поднят в 1910-х гг. инженерами фирм бр. А. и Л. Нобелей и «Каспийско-Черноморского об-ва». Предложение И. Н. Стрижова использовать естеств. газ для извлечения бензина получило продолжение в 1923, когда анализы показав-

ли, что грозненские газы необычайно богаты парами бензина (до 0,4 л/м³ для фонтанирующих скважин XIII пласта Нового р-на).

В 1904 Сураханский р-н официально был признан газоносным, поэтому нефтепромышленникам, получившим участки, было разрешено добывать газ с уплатой попутного сбора из расчета: 1 м³ равен 0,95 кг нефти. Первый период бурения в Сураханах (1901–07) может характеризоваться как «газовый». Для транспортировки газа в Балахано-Сабучинский р-н было проложено пять газопроводов диам. от 150 до 350 мм на расстояние 10 км. При достаточно большом давлении газ поступал под собств. давлением. Стремление к получению газа под большим давлением заставляло газопромышленников не останавливаться на недостаточно мощных горизонтах, т. к. газ из них мог быть транспортирован лишь с использованием механич. энергии (установка эксгаустеров и компрессоров). Во избежание к.-л. расходов и в погоне за даровой энергией целый ряд пластов остался неиспользованным.

С появлением первых мощных нефтяных фонтанов в Сураханах в кон. 1907 «газовый» период закончился и началась погоня за нефтью. Газ из целевого продукта становился побочным, второстепенным. Нефтепромышленники в поисках нефти «приносят в жертву газовые горизонты», а скважины, изрешетив всю площадь Сураханов, «выпускают в воздух сотни миллионов кубических метров газа». Добыча газа с 1907 по 1914 падает (табл. 2).

В 1921 рос. инж. А. Ф. Семенов сделал в Техлическом об-ве доклад о добыче естеств. газа на Апшеронском п-ове и его применении. В заключительной части своего доклада он сказал, что цель доклада и работ автора по добыче, транспорту и эксплуатации «сураханского натурально-

го газа – создать в Баку, на Кавказе и даже по всей России большую газовую промышленность, подобно американской».

В сер. 20-х гг. 20 в. первое место в мире по добыче и потреблению газа принадлежало США (табл. 3), на долю остальных стран приходилось менее 10% мировой добычи.

Таблица 3. Добыча газа по странам (тыс. м³)

Страны	1924	1925
США	32324450	33653027
Канада	421395	472297
Польша	438004	535093
Румыния	362322	—
быв. СССР	26800	127700

В сер. 1925 газовое дело было выведено из товарного упр-ния треста «Азнефть» с образованием самостоятельного упр-ния по добыче и утилизации газа с газовым и газолиновым подотделами. В 1928–29 из 107 фонтанных скважин в Сураханском р-не газ улавливался лишь из 32%, в др. районах всего из 10–12% эксплуатационных скважин. Не лучше обстояло дело с утилизацией попутного газа в тресте «Грознефть».

Обследование скважин, проведенное в 1926, показало, что утилизация газа осуществляется неудовлетворительно, оборудование промыслов Старого р-на для утилизации газа очень ветхое, по многим газопроводам газ совсем не транспортируется, из 139 скважин газ отбирается только в 39, утилизируется ок. 8,5 тыс. м³ газа в сут. Из 90 эксплуатационных скважин Нового р-на газ отбирается только из 7. Для улучшения отбора и утилизации газа в 1927 была организована Газовая контро-ра треста «Грознефть».

Таблица 2. Добыча газа в гг. Баку и Грозный*

Годы, операционные годы	г. Баку		г. Грозный	
	тыс. т	млн. м ³	тыс. т	млн. м ³
1904	81,3	85,0	—	—
1906	92,0	97,0	—	—
1908	79,0	83,0	—	—
1910	27,8	29,4	нет сведений	нет сведений
1912	24,6	26,0	—	—
1914	26,2	27,6	—	—
1916	70,5	74,0	—	—
1918	36,0	38,0	—	—
1920/21	28,9	30,4	—	—
1921/22	23,6	24,9	—	—
1922/23	22,5	23,7	—	—
1923/24	25,9	27,3	11,6	12,2
1924/25	84,1	88,5	42,6	44,8
1925/26	151,8	159,8	54,5	57,3
1926/27	159,8	168,2	83,8	88,2
1927/28	159,9	168,3	107,1	112,7
1928/29	164,8	173,4	127,4	134,1
1929/30	186,3	196,1	188,8	198,7

* Данные приведены в условных единицах (1 м³ = 0,95 кг); операционный год – с 1 октября предыдущего года и до 30 сентября след. года.

Спец. бурение на газ в рос. практике, за исключением нескольких разведочных скважин, заложенных в Сураханском р-не в 1902–06, и разведочного бурения на газ в Дагестане, не велось.

Учитывая громадные природные возможности страны в деле добычи и утилизации естеств. газа, И. Н. Стрижов неоднократно призывал обратить внимание на всестороннее изучение газа и наметил практич. программу. Для этого он предлагал организовать изучение газового дела и его преподавание, учредить в Горной академии, в Высшем технич. училище и в горных ин-тах кафедры по изучению м-ний естественного газа, по утилизации газа и по газолиновому делу.

В 1930 в г. Москва по инициативе Комитета по химизации была созвана 1-я Всес. газовая конференция, на к-рой охарактеризовано положение газового хоз-ва быв. СССР и намечены осн. задачи по созданию газовой отрасли пром-сти.

Даже в богатом газом Майкопском р-не до нач. 1930 газ не утилизировался и выбрасывался в атмосферу. В целях утилизации газа майкопских промыслов в 1930 был построен первый в быв. СССР сажевый завод желобчатой системы с 20 камерами сгорания, с пропускной способностью 1 млн. м³ газа в сут. В 1931–32 у пос. Бина (Азербайджан) был построен 40-камерный завод капальной сажи. К нач. 1941 четыре завода канальной сажи работали в пос. Бина и четыре – в п. Карадаг.

К нач. 30-х гг. 20 в. ресурсами природных горючих газов в быв. СССР располагали: Урало-Эмбенский р-н (Доссорское и Макатское м-ния); Узбекистан (выходы газа в Санго и Шорсу); Мелитопольский р-н (выходы газа при бурении артезианских колодцев); Керченский п-ов (множество м-ний почти чисто метановых газов); Таманский п-ов (повсеместно очаги газовых м-ний); Кубано-Черноморский р-н (газовые проявления в связи с грязевыми сопками); Сочинский р-н (выходы газа на поверхность); Ставропольский р-н (газ обнаружен при бурении на воду); Дагестан (газ добывался исключительно из верх. пластов с глуб. до 50 м; м-ние Дагестанские Огни и близ него, в местечках Дузлак и Берекей, причем в последнем газ связан с залежами нефти); о. Челекен (газ добывался из старых нефтяных скважин); Туркмения (Чикишлярский р-н; грязевые вулканы со значительным кол-вом газа); Ухтинский р-н, бассейн р. Печора (естеств. выходы газа, а также при бурении скважин); Чусовской р-н на Урале (газ связан с залежами нефти); Прикаспийский р-н (выходы газа в р-не оз. Баскунчак; в г. Астрахань газ обнаружен в самом городе); Прибайкалье (выходы газа вдоль вост. побережья оз. Байкал); о. Сахалин (естеств. выходы газа, газ выделяется из буровых); и т. д.

В 1931 в Ленинграде проходила 2-я Всес. газовая конференция под председательством академиков И. М. Губкина и А. Е. Ферсмана. На конференции были рассмотрены вопросы разведки и эксплуатации газовых м-ний, бурения газовых скважин, выработки сажи и сжижен-

ных газов, организации произ-ва газовых компрессоров и отопительных приборов. Было принято решение о газификации гг. Баку, Дербент, Махачкала и Грозный. Конференция избрала Всес. науч. совет по координации вопросов, касающихся Г. п.

Впервые в быв. СССР в пром. масштабах бензин из нефтяного газа был получен в г. Грозный в 1924 на газолиновом з-де (рис. 4), построенном инж. И. Н. Аккерманом в Заводском р-не. Производительность завода составляла 10 т газolina в сут. В 1925 на Новых промыслах в г. Грозный был введен в эксплуатацию компрессионный газолиновый з-д.

Газолин, получаемый из природного газа, состоит из находящихся в парообразном состоянии изомеров пентана (C₅H₁₂), гексана (C₆H₁₄), гептана (C₇H₁₆), октана (C₈H₁₈), нонана (C₉H₂₀) и содержит обычно нек-рое кол-во растворенного в них газообразного бутана (C₄H₁₀), содержание к-рого понижает ценность газolina, т. к. делает его нестабильным. Извлечение газolina из нефтяного газа всегда предшествует утилизации природного газа.

В период с 1893 по 1924 из грозненских промыслов вместе с нефтью было извлечено на поверхность св. 9,8 млрд. м³ газа, из к-рого можно было получить св. 4 млн. т бензина, фактически потерянного.

Позже были построены газолиновые з-ды в тресте «Азнефть» (в пос. Биби-Эйбат, Сураханы и Раманы). Первая опытная масляно-абсорбционная установка для извлечения газolina из карбюрированного компрессорного воздуха была сооружена в Сураханах. В качестве поглотителя применялась вначале красная сураханская нефть, а впоследствии соляровое масло. Суточная производительность составляла ок. 0,3 т газolina.

Бакинский газ в отличие от грозненского очень бедный (ср. выход газolina 30–50 г/м³ газа), поэтому газы, перерабо-

ванные на Старогрозненском газолиновом з-де, после 2-кратного извлечения газolina (путем компрессии и абсорбции) выходили значительно более богатыми, чем самые жирные газы Бакинского р-на: содержание газolina в отработанном грозненском газе 6–8%, а в газах из скважин Биби-Эйбатского р-на до 4%. В табл. 4 и 5 приведены составы нефтяных газов бакинских (сухой газ), грозненских (жирный газ), майкопских (полусухой газ) и дагестанских (совершенно сухой газ) районов.

Анализ данных этих таблиц показывает, что наиболее рациональное использование нефтяных газов Грозненского р-на – получение газового бензина, а сухого газа бакинских промыслов – про-из-во сажи и т. п.

В 1925–30 произ-во газolina в стране выросло в 8 раз, для этого было построено 5 газолиновых з-дов, число к-рых к 1940 равнялось 8.

Кроме традиционных и комбиниров. способов извлечения газolina из газа (компрессионно-адсорбционный, компрессионно-абсорбционный и др.) были разработаны приемы, осн. на новых технологиях. Метод центрифугирования для получения газolina впервые был предложен И. Н. Стрижовым в 1923 на основе анализа физич. свойств (уд. веса) углеводородов. К сожалению, для закрепления за автором приоритета этого способа ничего не было предпринято.

В нач. 1930-х гг. в г. Грозный под рук-вом амер. специалиста Дж. Бурреля велись работы по произ-ву сжиженных газов. В процессе стабилизации грозненского газolina из газа без особых затрат получался жидкий газ, назв. «газо-бензином», к-рый использовался при резке железа и сварке цветных металлов и чугуна.

В табл. 6 приведены данные по добыче нефтяного газа по осн. районам быв. СССР в период с 1933 по 1937.

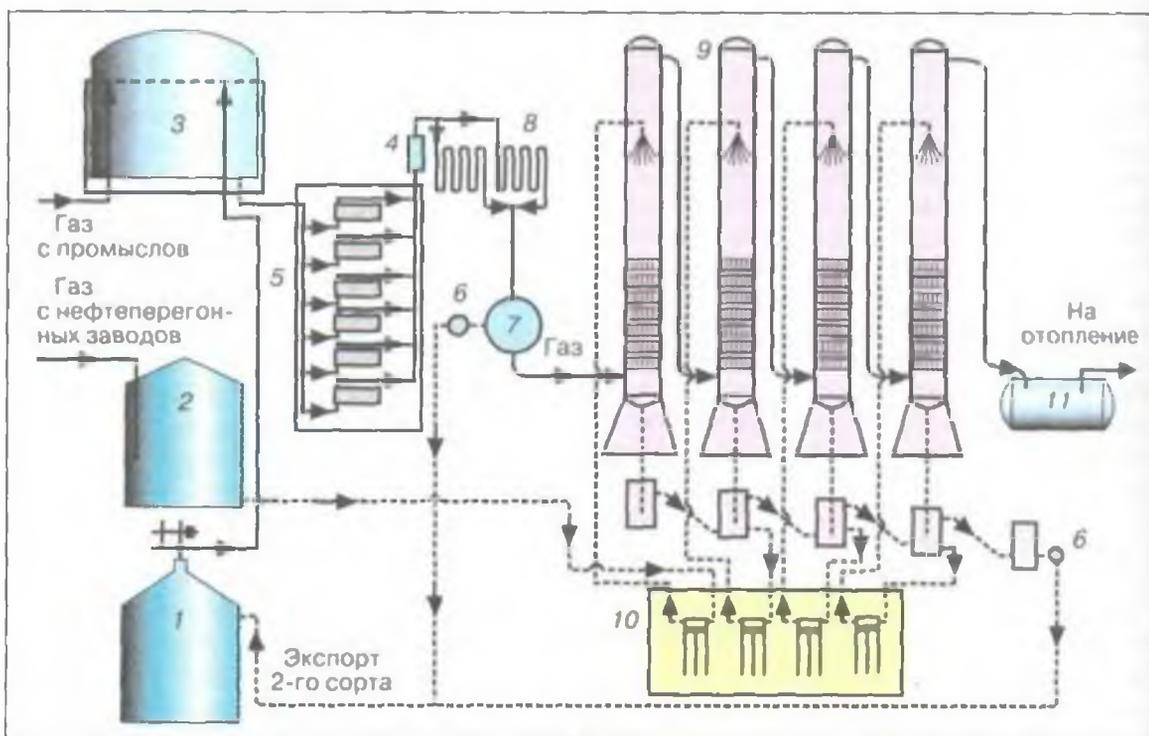


Рис. 4. Первый газолиновый завод в г. Грозный: 1 – резервуар с бензином; 2 – резервуар с лигроном; 3 – газгольдер; 4 – маслоотделитель; 5 – компрессорная станция; 6 – конденсационный горшок; 7 – генератор; 8 – холодильник; 9 – скруббер; 10 – насосное отделение; 11 – аккумулятор газа.

Таблица 4. Состав нефтяных газов месторождений Бакинского и Дагестанского районов

Состав газа	Бакинский район			М-ние Дагестанские Огни
	Сураханское м-ние	Библ-Эйбатское м-ние	Кирмакинская свита (палеоген - неоген)	
Метан, %	75-79,5	84-91	90-93	87,6
Этан, %	2-4	2-4	2,0	2,8
Пропан и высшие, %	1,5-2	3-4	ок. 1,0	1,1
Углекислый газ, %	15-30	4-8	4,0	7,3
Уд. вес, г/см ³	0,75-0,76	0,8-0,85	0,67-0,70	0,67-0,70
Газовый бензин, см ³ /м ³	50-75	100-130	10-15	-
Редкие газы, %	-	-	-	1,2

Таблица 5. Состав нефтяных газов месторождений Грозненского и Майкопского районов

Состав газа	Грозненский район				Майкопская площадь		
	Новые промыслы			Старые промыслы		Пласт С	Пласт Е
	Пласт II	Пласт XIII	Пласт XVI	Фонтанная добыча	Механизированная добыча	Фонтанная добыча	Механизированная добыча
Метан, %	31,6	51,0	49,6	55,2	71,5	73,0	6,8
Этан, %	12,8	11,5	10,8	7,4	7,0	9,5	23,0
Пропан, %	24,7	16,9	17,7	15,7	9,0	7,3	39,9
Изобутан, %	11,5	12,9	14,6	7,7	4,0	0,8	12,2
Норм. бутан и высшие, %	11,2	7,7	7,4	7,9	5,4	1,4	7,0
Углекислый газ, %	-	-	-	-	-	5,6	4,5
Уд. вес, г/см ³	1,411	1,15	1,18	1,17	0,93	0,825	1,56
Газовый бензин, см ³ /м ³	370-1010	800	350	350	200	150	100

Таблица 6. Добыча газа с 1933 по 1937 (тыс. т)

Тресты	1933	1934	1935	1936	1937
«Азнефть»	650	826	1000	1607	2174
«Грознефть»	320	342	733	933	1170
«Майнефть»	217	527	593	684	828
«Эмбанефть»	3	4	5	10	15
«Средазнефть»	4	4	4	7	10
«Туркменинефть»	3	6	9	15	22
«Грузнефть»	-	2	4	8	10
«Сахалинефть»	3	4	6	9	13
Итого	1200	1715	2354	3273	4242

Становление Г. п. Поиски м-ний природного газа в стране начали проводиться с Геологич. комитетом (Геолкомом) только после окончания Гражданской войны. Разведкой нефти в те годы занимался ВСНХ («Главнефть»). Поиски м-ний нефти также приводили к открытию газовых м-ний. Специалисты Геолкома интересовались только природный газ, содержащий гелий, в добыче к-рого было заинтересовано Упр-ние военно-воздушного флота. Для этого в 1924 при ВСНХ был создан Гелиевый комитет, к-рый в 1927 был ликвидирован.

В 1925 для улучшения сбора и утилизации газа в тресте «Азнефть» (г. Баку) было образовано Упр-ние по добыче и утилизации газа, в 1927 в г. Грозный была создана газовая контора треста «Грознефть». Т. е. организационно первые предприятия газодобывающей и газоперера-

батывающей пром-сти были оформлены в 1925.

В 1931 была создана контора по химич. использованию газов «Стройгаз», в задачу к-рой входили организация геолого-поисковых и разведочных работ, изучение способов переработки и пром. использования природного газа (управляющий А. М. Гинзбург). Для поисков и разведки гелиеносных газов «Стройгаз» организовал в г. Ленинград предприятие «Гелиегазразведка». К нач. 1930-х гг. были изучены газовые м-ния: Дагестанские Огни, Мельниковское, Ставропольское и Мелитопольское с общими запасами газа ок. 200 млн. м³. Газы этих м-ний использовались как топливо и для получения химич. продуктов.

В 1931 было принято постановление о стр-ве Дербентского энергохимкомбината с целью использования природного газа

Дербентского м-ния для получения аммиака, с сооружением аммиачной установки на 30 тыс. т. Ср. годовая добыча на м-нии Дагестанские Огни с 1928 по 1931 составляла ок. 16 млн. м³, в 1932 было добыто св. 19 млн. м³ газа. Глубины скважин составили от 170 до 330 м.

После ряда реорганизаций «Стройгаз» был преобразован в 1932 во Всес. гос. трест по добыче, транспорту, использованию и переработке природных и др. газов - «Союзгаз» Главного упр-ния химической пром-сти СССР, к-рый просуществовал с 1932 по 1937.

В 1933 было создано Упр-ние газовой пром-сти и пром-сти искусств. жидкого топлива при Нар. комиссариате тяжелой пром-сти (НКТП) - «Главгаз». В 1934 было утверждено положение о «Главгазе», в соответствии с к-рым он являлся самостоятельной структурной единицей НКТП (начальник Ф. Ф. Нестеров). В задачи «Главгаза» входило планирование (перспективное и оперативное), эксплуатация предприятий, проектирование, стр-во. Кроме того, ему было поручено проведение н.-и. работ по переработке твердых топлив для получения газа (энергетич. и бытового) и искусств. жидкого топлива из твердых и газообразных исходных материалов; подземной газификации углей; добыче и эксплуатации природных газов; транспорту газа; разделению газов для получения кислорода, азота, аргона, криптона, ксенона, гелия и др.; очистке дымовых и пром. газов разл. методами; производу карбида кальция и получение из него ацетилена; изготовлению газогенераторов и газоразделительной аппаратуры для получения кислорода, аргона, гелия и др. газов; изготовлению аппаратуры для использования газов в автотопном деле; изготовлению электрофильтров. Впервые в стране был создан орган, объединивший все направления Г. п.: геолого-разведочные работы, добычу и использование природного газа и гелия, стр-во газогенераторных установок и предприятий по переработке твердого топлива, использование коксовых и доменных газов, подземную газификацию углей.

«Главгаз» наметил стр-во газопроводов коксового и синтез-газа в Донбассе, разбурирование Мелитопольского газового м-ния и стр-во газопроводов к гг. Запорожье, Мариуполь, Таганрог, перевод новороссийских цементных з-дов на природный газ Майкопского м-ния, стр-во сажевых з-дов в Дагестане и газовых з-дов на твердом топливе в гг. Челябинск, Ленинград, Кемерово, газонаполнительных станций для автооб. транспорта. Рассматривался также вопрос о газификации г. Москва на базе подмосковного угля и торфа.

В 1934 «Главгаз» на базе пяти н.-и. ин-тов создал Всес. ин-т искусств. жидкого топлива и газа (ВНИГИ), разработавший в том же году «План развертывания гелиевой пром-сти СССР во 2-й пятилетке (1933-1937 гг.)». Предусматривалось сооружение и испытание шести опытных гелиевых з-дов, семи полужавоцких и одной мелкопром. установки.

В 1934 трест «Союзгаз», входящий в состав «Главгаза» (управляющий Э. А. Светосанов), подготовил «Сведения о запасах природного газа и сведения о месторождениях природного газа по районам СССР», где впервые подробно был изложен подсчет запасов и реестр газовых м-ний. Материалы были представлены в виде кратких записок по геологии и газосности м-ний с приложением карт с контуром газоносности, где были показаны 7 районов добычи попутного газа и 11 собственно газовых м-ний, разрабатываемых или планировавшихся к разработке.

К кон. 1937 в состав «Главгаза» входили тресты: «Союзгаз»; «Газочистка» (изучение методов очистки пром. газов, проектирование установок и т. п.); «Газмонтажпроект» (проектирование установок по газификации топлив, произ-ву искусств. жидкого топлива и разделению газов); Всес. автогенный трест (произ-во кислорода, карбида и ацетилена, редких газов, аппаратуры для газовой сварки и резки и по выработке кислоты и ацетилена); «Подземгаз» (н. и. и опытные работы по подземной газификации углей). Кроме того, в «Главгаз» входили конторы «Донюжгаз» (проектирование, стро-во и эксплуатация дальних газопроводов коксовых газов Донбасса) и «Гелиегазразведка» (поисковые и геолого-разведочные работы по природным газам и изучение методов их химич. переработки); ВНИПИ (синтез бензина из газов, гидрирование топлив, полукоксование в печах с внутр. обогревом, газификация во взвешенном состоянии, переработка угольных сланцев на газ и жидкое топливо).

До 1937 фактически не было введено ни одного предприятия по централизован. газоснабжению. В 1935 общин объем буровых работ на всех м-ниях составил 5,5 тыс. м (82% от запланированного). Добыча природного газа из газовых м-ний в 1936 велась только на м-нии Дагестанские Огни (ок. 17 тыс. т для нужд стекольного з-да) и на Мельниковском м-нии (2344 т для пуска гелиевого з-да). Осн. ассигнования направлялись на сооружение заводов искусств. газа. Неудовлетворительно осуществлялись сбор и использование нефтяного газа: до 8% в Майкопском р-не; менее 10% в Грозненском р-не. Остальной газ в лучшем случае сжигался на факелах.

В 1939 «Главгаз» перешел в ведение Нар. Комиссариата топливной пром-сти, к-рый в том же году был разделен на Нар. Комиссариат угольной пром-сти (в него вошел «Главгаз») и Нар. Комиссариат нефтяной пром-сти. В 1939 «Главгаз» был разделен на Гл. упр-ние газовой пром-сти («Главнефтегаз» Наркомнефти СССР) и Гл. упр-ние углегазовой пром-сти («Главуглегаз» Наркомуглепрома СССР).

В 1941 было открыто Елланское газовое м-ние в Саратовской обл., положившее начало крупномасштабной газовой индустрии в быв. СССР. Продуктивность верейского горизонта ср. карбона превысила 700 тыс. м³ газа в сут. В 1942 был сдан в работу 15-километровый газопровод Елланка – Саратовская ГРЭС; в Ко-

ми АССР вступило в эксплуатацию Седьинское газовое м-ние.

В 1943 было создано Гл. упр-ние искусств. жидкого топлива и газа при СНК СССР – «Главгазтоппром» (начальник В. А. Матвеев), при этом «Главнефтегаз» был ликвидирован. В этом же году организован Всес. геолого-разведочный трест по поискам м-ний природного газа – «Союзгазразведка». План бурения на 1943 не был выполнен; вместо запланированных 10 тыс. м эксплуатационного, 4 тыс. м разведочного бурения всего пробурено 2256 м. На 1944 намечалось пробурить ок. 15 тыс. м, из них 1 тыс. м разведочного бурения.

В 1944 «Главгазтоппром» обязал трест «Союзгазразведка» приступить к разведочному бурению на газовых м-ниях Краснодарского кр. (Пыбанова Балка в районе г. Новороссийск для снабжения цементных з-дов, электростанций и др.), заложить в девонских отложениях на Арчинской структуре (Сталинградская обл.) первую глубокую роторную разведочную скважину. Кроме того, в 1944 была образована Гос. газовая технич. инспекция (начальник Н. В. Калмыков).

В 1948, после создания единого Мин-ва нефтяной пром-сти («Главгазтоппром» был упразднен, а его предприятия переданы новому мин-ву), в составе мин-ва были организованы Гл. упр-ние газификации твердого топлива и подземной газификации топлива («Главгаз») и Гл. упр-ние по добыче природного газа («Главнефтегаз»). Г. п. как самостоятельная отрасль нар. хоз-ва перестала существовать.

Подземная газификация углей, чуждая для Миннефтепрома отрасль, в 1951 была передана в Мин-во угольной пром-сти, в к-ром было организовано Гл. упр-ние подземной газификации углей («Главподземгаз»). Многократные реорганизации и переподчинения управления Г. п. реального улучшения в газодобыче и газоснабжении не давали.

В 1953 на окраине с. Березово Тюменской обл. из скважины ударил мощный газовый фонтан. В юрских песчаниках на глуб. 1306–1309 м была открыта залежь горючего газа, положившая начало разработке *Западно Сибирской нефтегазосной провинции*. В 1955 газоснабжение в стране охватывало только 8% населения Европ. части, в США – 62%. В 1955 геологоразведчики открыли в 25 км к Ю.-З. от г. Баку первое в быв. СССР Карадагское газоконденсатное м-ние (VII горизонт), в 1956 был вскрыт VIII горизонт, к-рый оказался также газоконденсатным.

В 1956 было образовано Гл. упр-ние газовой пром-сти при СМ СССР – «Главгаз» СССР (начальник А. Т. Шмарев). В кон. 1956 добыча газа достигла 12 млрд. м³, протяженность *магистральных газопроводов* составила 7 тыс. км. В связи с ликвидацией в 1957 Минуглепрома СССР «Главподземгаз» вошел в состав «Главгаза» СССР, к-рый возглавил А. К. Коротунов.

В 1963 «Главгаз» был переименован в Гос. производственный комитет по газовой пром-сти СССР (председатель А. К. Коротунов), преобразованный в 1965 в

Мин-во газовой пром-сти (Мингазпром) СССР. Осн. задачи этой отрасли топливно-энергетич. комплекса включали разведку, разработку и эксплуатацию м-ний природного газа, его комплексную переработку, подземное хранение, транспортирование по магистральным газопроводам, а также поставку разл. отраслям пром-сти и коммунально-бытовому хоз-ву для использования в качестве химич. сырья и источника энергии. В кон. 1965 уд. вес газа в топливном балансе страны вырос до 15,5%.

В 1972 Мингазпром СССР был разделен на Мин-во стр-ва предприятий нефтяной и газовой пром-сти и Мин-во газовой пром-сти.

В 1972 добыча природного газа в стране составила 221 млрд. м³, протяженность магистральных газопроводов возросла до 72 тыс. км, была создана *Единая система газоснабжения* (ЕСГ) СССР. В этот год было введено в разработку *Медвежье месторождение* в Тюменской обл. и начал работать первый магистральный газопровод из Зап. Сибири.

В 1956 весь газ практически добывался в р-нах Европ. части быв. СССР. В 1972 её уд. вес в общесоюзной добыче снизился до 65% за счет возрастания роли р-нов Ср. Азии и Сибири. В приростах запасов и добычи газа значительную роль до нач. 60-х гг. 20 в. играли Украина и Узбекистан. На долю добычи газа в России приходилось (в %): 52 (1965); 42,1 (1970); 39,8 (1975); 57,7 (1980); 70,7 (1985); 78,5 (1990); 79,4 (1991). К нач. 1980 было газифицировано ок. 5 тыс. городов и поселков городского типа, 150 тыс. населенных пунктов в сельской местности, св. 20 тыс. пром. предприятий. С использованием природного газа в 1980 в стране производилось (в %): стали – 92; чугуна – 93; проката – 40; цветных металлов – 25; цемента – 60; минер. удобрений – 90. Высокие темпы развития Г. п. были обусловлены вовлечением в разработку газовых м-ний Зап. Сибири (Медвежье, Вынгапуровское, *Уренгойское месторождение* и др.), Оренбургской обл. и Туркмении (Ачакское, Гугуртлинское, Шатлыкское и др.), обеспечивших до 70% добычи газа в быв. СССР.

В разные годы Министерство газовой пром-сти СССР возглавляли: А. К. Коротунов (с 1965 по 1972), С. А. Оруджев (1972–81), В. А. Динков (1981–85), В. С. Черномырдин (1985–89). В 1989 Мингазпром СССР был преобразован в Гос. газовый концерн «Газпром» (глава концерна В. С. Черномырдин).

В 1992 «Газпром» преобразован в Рос. акционерное об-во «Газпром» (председатель правления Р. И. Вяхирев с 1993 по 2001). С 1998 ПАО «Газпром» стало открытым акционерным об-вом «Газпром», с 2001 возглавляемым А. Б. Миллером.

Транспорт газа от места добычи к потребителям является самой дорогостоящей отраслью Г. п. Возможность транспортирования газа на большие расстояния позволяет обеспечивать сырьем химич. предприятия, топливом электростанции, города, села и т. п. При этом трубопро-

водный транспорт наиболее дешевый и безопасный.

Стр-во газопроводов началось в нач. 20 в. На Апшеронском п-ове нефтепромышленники приступили к прокладке пяти газопроводов в Балаханно-Сабунинский р-н. Диаметр газопроводов – от 6 до 14 дюймов, протяженность каждого составляла 10–12 км, и по совр. классификации они могут быть отнесены к категории магистральных.

В первые годы восстановления нефтяной пром-сти после Гражданской войны ощущались значительные трудности с трубами. В Азербайджане разбирали бездействовавшие трубопроводы, ремонтировали их и применяли при прокладке новых магистралей. При изготовлении труб большого диаметра в качестве исходного материала использовались клепаные обсадные трубы, извлеченные из заброшенных скважин. Трубы развальцовывали, из них вырезали годные участки, к-рые затем сворачивали в трубы требуемых диаметров и сваривали. Из таких труб был проложен газопровод протяженностью в неск. км от Бинагадинского промысла к пос. Бинагады. В 1925 был сооружен газопровод диам. 350 мм, протяженностью 7,8 км, в 1929 – протяженностью 4,3 км.

В 1931 были начаты работы по прокладке магистрального газопровода диаметром 300 мм с промыслов Биби-Эйбатского м-ния в Черный город, через окраинные улицы г. Баку. Введение в эксплуатацию этого газопровода положило начало газификации Баку природным газом. Впервые при стр-ве этого газопровода были проведены изоляционные работы, выполнявшиеся вручную, и впервые в быв. СССР были установлены станции *катодной защиты*.

В 1936 тресту «Грознефтезаводы» было поручено составить проект газопровода, соединяющего Малгобекский р-н с г. Грозный. Общая длина газопровода с ответвлениями – 150 км. Трасса должна проходить через Терский и Грозненский хребты Кавказа. Предполагаемый диаметр газопровода 255 мм, рассчитанный на давление 50 атм, либо 305 мм – на 35 атм. Судьба этого газопровода неизвестна. В 1940–41 был построен газопровод от Дашавского м-ния (Украина) до г. Львов протяженностью 70 км (диам. 200 мм).

В 1942 было принято решение строить газопровод Пухвистнево – Куйбышев протяженностью 160 км для подачи газа предприятиям г. Куйбышев. Гос. комитет обороны постановил демонтировать бездействующие трубопроводы в г. Ишимбай и Избербаш – Махачкала. Этих труб не хватило, поэтому часть газопровода на конечном участке перед г. Куйбышев была сооружена из асбоцементных труб. Макс. давление газа в начале асбоцементного участка было ок. 0,6 МПа. Общая длина участка 21,1 км, из них 2,6 км составляли вставки из металлич. труб. Проведенное в кон. 1945 испытание асбоцементного участка газопровода для определения фактич. утечки газа показало пригодность этого участка к эксплуатации, хотя при этом терялось ок. 2% газа.

В годы Вел. Отечественной войны 1941–1945 был введен в эксплуатацию газопровод Вой – Вож – Ухта, протяженностью 135 км.

В 1946 газ Елшанского м-ния по магистральному газопроводу Саратов – Москва (длина 843 км, диам. 325 мм, давление 5,4 МПа) поступил московским потребителям.

В 50-е гг. 20 в. были построены газопроводы: Дашава – Киев – Москва, Кохтла-Ярве – Ленинград, Туймазы – Уфа, Миннибасво – Казань, Арчеда – Волгоград и др. К нач. 1972 были построены и введены в эксплуатацию крупные газотранспортные системы: Бухара – Урал, Сев. Кавказ – Центр, Ср. Азия – Центр, Ташкент – Фрунзе – Алма-Ата, Вукгыл – Ухта – Торжок, Надым – Пунга и др. В последующие годы началось стр-во экспортных трансконтинентальных газопроводов от м-ний Зап. Сибири в страны Зап. Европы (Францию, Италию, Германию и др.).

Особенность Г. п. России состоит в том, что осн. ресурсы газа размещены на С. Зап. Сибири, а осн. потребители – в европ. районах страны. Усилия «Газпрома» в сфере транспорта газа направлены на повышение до 9,8–11,8 МПа *рабочего давления* во вновь строящихся газопроводах. При этом до 85% *газоперекачивающих агрегатов* должны иметь газотурбинный привод.

На нач. 2004 «Газпром» насчитывал 153,8 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, св. 264 *компрессорных станций* (рис. 5, 6, 7) общей мощностью св. 43,8 млн. кВт, 23 ПХГ (рис. 8) с *активным объемом газа* ок. 58 млрд. м³, св. 3630 *газораспределительных станций*.

Промысловая обработка углеводородного сырья предназначена для подготовки газа и конденсата к дальнему транспорту в соответствии с требованиями на товарную продукцию.

До 1960 использовались простейшие, как правило, индивидуальные схемы обработки добываемого газа и конденсата. Промысловая подготовка ограничивалась *сепарацией* газа от жидкости и механич. примесей и ингибированием газа с целью предотвращения *техногенного гидратообразования*. Добываемый газ использовался в осн. как топливо и транспортировался на относительно небольшие расстояния.

В 1960–70 начали внедряться групповые системы сбора и более совершенные схемы обработки газа, обеспечивающие безаварийный транспорт газа по магистральным газопроводам большой протяженности (напр., *низкотемпературная сепарация* газа). В это время совершенствуются технологич. схемы и оборудование *абсорбционных процессов* промышленной подготовки газа. Преобладающее направление использования добываемого сырья – транспортное.

После 1970-х гг. внедрялись технологич. схемы и процессы, обеспечивающие получение продуктов или полуфабрикатов, направляемых в качестве сырья на высокотехнологич. газохимические произ-ва.

Разрабатывались технологии, обеспечивающие промышленную подготовку газа с разл. компонентными составами и содержанием углеводородного конденсата. В этот период приоритетно использование комбиниров. установок, оптимально совмещающих в себе процессы низкотемпературной сепарации, абсорбционной и адсорбционной очистки, осушки и извлечения целевых углеводородов. Критерий оптимальности такого совмещения – получение наивысшего технологич. результата при миним. экономических затратах.

В целом совр. этап развития техники и технологии промышленной подготовки газа в наибольшей мере отвечает потребностям газохимич. направления использования добываемого сырья. Система промыш-



Рис. 5. Общий вид компрессорной станции.



Рис. 6. Компрессорный цех.



Рис. 7. Блок воздушных холодильников компрессорной станции.



Рис. 8. Технологические аппараты очистки и осушки газа на Касимовском ПХГ.

словой подготовки газа по своей технич. оснащенности и применяемым технологиям вышла на уровень заводской квалификации.

На нач. 2003 в ОАО «Газпром» насчитывалось 155 установок предварительной подготовки газа и УКПГ (рис. 9).

Возникновение газопереработки в пром. масштабах в быв. СССР относится к кон. 60-х – нач. 70-х гг. 20 в., когда были введены в строй Мубарекский ГПЗ (Узбекистан) и *Оренбургский газоперерабатывающий завод*. В связи с тем, что значительная часть газоконденсатных м-ний России содержит в составе *пластовых газов* сероводород и сероорганич. соединения, без очистки от к-рых газ не может подаваться в систему магистральных газопроводов и потребителям, на газоперерабатывающих заводах были внедрены технологии по очистке газа от сероводорода, произ-ву газовой серы и высококичвдной продукции на ее основе, доочистке хвостовых газов произ-ва серы, а также по очистке газа и конденсата от сероорганич. соединений.

На нач. 2003 газоперерабатывающая подотрасль ОАО «Газпром» насчитывает шесть газоперерабатывающих з-дов про-

изводств. мощностью ок. 50 млрд. м³ газа и ок. 23 млн. т стабилизированных газового конденсата и нефти.

В нач. 21 в. «Газпром» – одна из крупнейших газовых компаний мира: на ее долю приходится ок. 20% мировых запасов и мировой добычи газа, 25% газа на европ. рынке.

На нач. 2004 добыча газа превысила 540 млрд. м³ (табл. 7) и 11 млн. т газового конденсата и нефти.

Основой сырьевой базы в нач. 21 в. остается Западно-Сибирская НГП, а также шельф морей. В Западно-Сибирской НГП выделяют 10 нефтегазоносных областей, крупнейшие из к-рых, преим. газоносные *Надым – Пур-Тазовский регион*, *Ямальская нефтегазоносная область* и *Гыданская нефтегазоносная область*, находятся на С. провинции.

На рос. шельфе Каспийского, Азовско-го, а также дальневосточных и арктич. морей (за исключением Белого м.), по оценкам специалистов, сосредоточено 42% неразведанных ресурсов газа. Поисково-разведочные работы на газ на шельфе предполагается вести с нарастанием объемов. Возможно открытие уникальных и крупных м-ний.

Таблица 7. Динамика добычи газа и протяженность магистральных газопроводов в быв. СССР и с 1992 в России

Годы	Добыча газа, млрд. м ³	Протяженность магистральных газопроводов, тыс. км
1955	9,0	4,9
1960	45,3	21,0
1965	127,7	42,3
1970	197,9	67,5
1975	289,3	98,7
1980	435,0	131,6
1981	465,3	135,5
1992	640,0	140,0
2000	523,2	149,0
2003	540,2	153,8

Примечание: макс. добыча газа в быв. СССР в 815 млрд. м³ приходится на 1990, в России – 643 млрд. м³ на 1991.

Стратегия переработки углеводородного сырья в «Газпроме» направлена на создание и внедрение экологически безопасных, энерго- и ресурсосберегающих технологий: глубокого извлечения ценных компонентов природного газа с их последующей переработкой в высококичвдную продукцию; конверсии метана с получением синтетич. экологически чистых топлив; переработки низконапорных газов с получением химич. продукции; переработки *сероводородсодержащих газов* для произ-ва серы и новых материалов на основе газовой серы и др.

Одно из приоритетных направлений Г.п. России – газификация, позволяющая создать основу для подъема и социально-экономич. развития регионов страны, особенно в сельской местности, снизить загрязнение окружающей среды. Добытый газ реализуется в 68 субъектах РФ. На нач. 2002 через ЕСГ и газопроводы-отводы природным газом обеспечиваются св. 640 городов, более 13 тыс. поселков и сельских населенных пунктов, 10 тыс. коммунально-бытовых и св. 1100 пром. предприятий, 2,5 тыс. котельных.

Осн. задачи Г.п. – создание производств. базы и условий для газификации и газосбережения в регионах России, внедрение энергосберегающих технологий и высокоэффективного газоиспользующего оборудования.

Для освоения газовых ресурсов Вост. Сибири и Дальнего Востока предусмотрено расширение ЕСГ на В., что позволит газифицировать эти регионы.

«Газпром» является одним из крупнейших экспортёров в мире. Он поставляет газ в 27 стран мира (в т. ч. в СНГ). Наиболее крупные потребители рос. газа на нач. 2002 (млрд. м³ в год): Германия – 3,4, Италия – 2,2, Франция – 13, Турция – 10,2. Причем доля рос. газа в потребляемых энергоносителях составляет (%): в Турции – 80, Австрии – 74, Германии – 37, во Франции – 33, а в Финляндии – 100.

Перспективы Г.п. России связаны с расширением газового рынка в странах Ази-



Рис. 9. Общий вид установки подготовки газа на подземном хранилище.

атско-Тихоокеанского региона, в Скандинавии, Великобритании, Бельгии. Приоритетно стр-во экспортных газопроводов «Ямал – Европа», «Голубой поток» (Россия – Турция) и Северо-Европейского (по дну Балтийского м.). Введение в эксплуатацию в 1996 первоочередных участков газопровода «Ямал – Европа» на терр. Польши и Германии позволило дополнительно поставить в Европу 600 млн. м³ газа (планируемый общий объем поставок 67 млрд м³ в год). Стр-во Северо-Европейского газопровода из России транзитом через финскую терр. позволит транспортировать газ из расположенного на шельфе Баренцева м. *Штокмановского месторождения*. Планируется стр-во внутр. газопроводов Заполярное – Новый Уренгой, С. Тюменской обл. – Торжок, Ямал – Ухта, Починки – Изобильное.

Лит.: Кавказцы. 1750–1820. Новейшие географические и исторические известия о Кавказе, собранные и дополненные Семеном Брюновским, М., 1823; Стрижов Н. И., Утилизация естественного газа из скважины на нефтяных промыслах, Грозный, 1909; Аккерман Н. И., Производство натурального газа из газа в Грозном, «Нефтяное и сланцевое хозяйство», 1925, № 5; Шахназаров М. Х., Естественный газ, его добыча и утилизация, т. 1–2, М.–Л., 1932; Смирнов А. С., Добыча газа, Л.–М., 1933; Ходапович И. Е., Природный газ как полезное ископаемое, М.–Л., 1933; Первый в СССР дальний газопровод, «Нефть», 1936, № 11; Алексин А. Г., Кожевников И. И., Великая Отечественная война и становление газовой промышленности СССР, «Геология нефти и газа», 1985, № 5; Нариманов А. А., Фролов А. Н., Газовая промышленность вчера, сегодня, завтра, М., 1993; Фукс И. Г., Матишев В. А., Комарова Н. Н., В. А. Кокорев – один из славной когорты российских нефтяников, «Нефтяное хозяйство», 1997, № 6; Рунов В. А., Седых А. Д., Алексей Кортунов, М., 1999; Попов В. И., Из истории использования нефтяного газа, «Газовая промышленность», 2001, № 5. *К. И. Джафаров.*

ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА – подземная горн. выработка, стр-во и эксплуатация к-рой определяется ее назначением и принятой системой разработки.

Согласно «Правилам разработки нефтяных и газовых м-ний», скважины, сооружаемые для освоения м-ний природного газа, по назначению подразделяются на эксплуатационные (добывающие), нагнетательные, наблюдательные (контрольные и пьезометрич.), специальные.

Эксплуатационная газовая скважина (ЭГС) предназначена для вскрытия газового пласта и извлечения из него газа.

Нагнетательные скважины предназначены для закачки в пласт разл. агентов для поддержания *пластового давления* и повышения степени извлечения углеводородов из него (напр., при реализации *сайклинг процесса* на газоконденсатных м-ниях).

Наблюдательные скважины используются для наблюдения за изменением пластового давления в отд. частях газовой залежи и водоносной области (пьезометрич. скважины), а также для наблюдения и контроля (контрольные скважины) за перемещением *газоводяного контакта*, изменением газонасыщенности (водона-

сыщенности) в отд. частях продуктивной толщи. В последнем случае такие скважины с помощью промыслово-геофизич. методов контролируют возможные локальные прорывы *пластовой воды* (*языки обводнения, водяные конусы* и пр.).

Спец. скважины на м-ниях природного газа предназначены для проведения спец. исследовательских работ (опытно-экспериментальные скважины). К категории специальных относятся также скважины, предназначенные для ликвидации открытых фонтанов, сброса промысловых вод в поглощающие пласты, добычи технич. воды (скважины технич. назначения).

К спец. промысловым исследованиям относятся: исследование устойчивости призабойных зон ЭГС; контроль за изменением состава и физико-химич. свойств пластовой смеси газоконденсатной залежи в процессе разработки; фиксация сейсмич. явлений и др.

Кол-во и назначение наблюдательных и спец. скважин обосновывается в проектных документах с т. зр. их геотехнологич. целесообразности и целесообразности инвестиций на эти виды работ или затрат на получение геотехнологич. информации.

Г. с. как горн. выработка характеризуется технич. конструкцией, технологией стр-ва и эксплуатации.

Техническая конструкция Г. с. включает: способы крепления ствола скважины (*обсадные колонны*, технич. и эксплуатационные колонны), конструкцию забоя (ствола скважины в пределах вскрытой продуктивной толщи), состав и характеристики внутрискважинного и технологич. оборудования (*насосно-компрессорные трубы*, пакерные и клапанные подземные системы и пр.); *устьевое оборудование*.

Забой ЭГС – поверхность горн. выработки, вскрывающей продуктивный горн. пласт. В зависимости от угла наклона может быть вертикальным, наклонным, горизонтальным, как правило цилиндрич. формы. Для разл. горно-геологич. условий поверхность горн. пород может быть открытой (открытый забой), перекрытой цементным камнем и обсадной колонной с перфорационными отверстиями (закрытый перфориров. забой); перекрытый забойным фильтром разл. конструкции (забойные фильтры).

Для *интенсификации притока* газа к забою используются разл. способы увеличения его поверхности с помощью создания в *призабойной зоне* искусств. каналов разл. протяженности (*гидроразрыв пласта*, кислотные обработки и др.). Особое значение при этом уделяется времени реализации тех или иных мероприятий по интенсификации (в начале эксплуатации или на конечных этапах). Напр., для сохранения устойчивости призабойной зоны пласта в условиях обводнения используют разл. вида и типа забойные фильтры. Они препятствуют обрушению призабойной зоны продуктивного пласта и образованию песчано-глинистых пробок на забое скважины. Целесообразность установки таких забойных фильтров на

определенных этапах эксплуатации скважины (начало, период обводнения и т. п.) должна обосновываться в проектных документах и реализовываться в процессе эксплуатации м-ний.

ЭГС как объект произ-ва (добычи) первичного энергоресурса (товарного природного газа) характеризуется *добычными возможностями* (текущими и интегральными).

Конструкция Г. с. (как горн. сооружения) должна обеспечить безопасное (для окружающей среды) извлечение газа из недр и поставки его в систему сбора.

С др. стороны, продуктивность Г. с. является одним из определяющих параметров целесообразности инвестиций в освоение м-ния природного газа. В связи с этим качество стр-ва Г. с. (в смысле достигаемой ее продуктивности) и целесообразность проведения спец. операций по повышению ее продуктивности требуют комплексного технико-экономич. обоснования.

Технология строительства Г. с. разл. назначения и технич. конструкций является предметом отд. сегмента «Горного дела» – «Строительство и бурение скважин».

Эксплуатация Г. с. как горн. выработки состоит из реализации безопасных эффективных технологий извлечения углеводородов из продуктивного пласта и транспортировки продукции по стволу скважины до ее устья.

Природный газ из продуктивного пласта поступает на поверхность (устье скважины) за счет пластового давления. Поэтому в отличие от нефтяных скважин ЭГС являются в течение всей своей пром. эксплуатации «фонтанирующими». Их продукция поступает в трубопроводные системы с помощью *дожимных компрессорных станций*.

В то же время для удаления с забоя ЭГС жидкой фазы (*пластовые воды*, конденсационные воды, углеводородный конденсат) используют разл. технологич., механич. и физико-химич. способы.

Эксплуатация Г. с. регулируется *технологическим режимом эксплуатации*, к-рый назначается и регулируется в общей системе газодобычи. При этом устанавливаемые дебиты Г. с. на определенный промежуток времени не должны превышать *предельно допустимые дебиты*, рассчитанные на соответствующих моделях.

Ликвидация и консервация скважины производится и оформляется в соответствии с действующими положениями и инструкциями органов гос. горн. надзора.

Весь *фонд скважин*, пробуренных на м-нии природного газа, подразделяется на эксплуатационный, действующий, бездействующий и фонд скважин, находящихся в освоении и ожидании подключения.

Эксплуатационный фонд скважин включает все пробуренные на м-нии добывающие, нагнетательные, водозаборные и поглощающие скважины за вычетом наблюдательных, законсервированных и ликвидированных.

Действующий фонд составляют эксплуатационные скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

Бездействующий фонд составляют скважины, не давшие продукции в последнем месяце отчетного периода. К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся принятые на баланс добывающих предприятий скважины после завершения их строительства и не давшие продукции в последнем месяце отчетного периода.

Технологические показатели ЭГС характеризуют рабочие параметры добычи газа. Различают объемные параметры – дебиты газа, кол-во добываемой жидкости, объемы механ. примесей; термобарич. параметры – давление (пластовое, забойное, затрубное, устьевое, межколонное) и темп-ра (пластовая, забойная, устьевая); индикаторные параметры – кривая производительности, индикаторная линия. Технологич. параметры устанавливаются по результатам газодинамических испытаний скважины и контролируются в процессе ее эксплуатации. По результатам сопоставления проектных и фактич. показателей принимаются решения о проведении спец. работ на скважине.

Г. А. Зотов.

ГАЗОВАЯ ШАПКА – скопление свободного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта, над нефтяной залежью. Газ Г. ш. (рис.) пространственно и генетически связан с нефтью. Содержание тяжелых углеводородов в Г. ш. значительно превышает их кол-во в чисто газовой залежи; сумма их может достигать 35–40%. С целью сохранения *пластовой энергии* залежи газ Г. ш. отбирается, как правило, после извлечения нефти. В про-

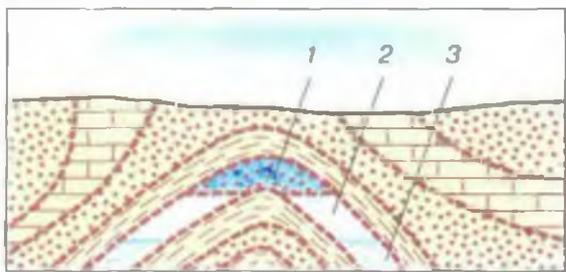


Схема нефтяной залежи с газовой шапкой: 1 – газовая шапка; 2 – нефть; 3 – вода.

цессе отбора нефти из залежи Г. ш. расширяется, способствуя вытеснению нефти. Г. ш. могут образовываться также и в процессе разработки в верх. части нефтяного пласта за счет выделения газа, растворенного в нефти, при значительном снижении *пластового давления*.

ГАЗОВОДЯНОЙ КОНТАКТ (ГВК) – граница раздела свободного газа и пластовой воды в газовой залежи. ГВК залежи представляет плоскость, края которой может иметь горизонтальное или наклонное положение. Высотное положение плоскости ГВК обуславливают: литология и фациальные особенности пластов-коллекторов, их *фильтрационно-емкостные свойства* и неоднородность строения, нали-

чие регионального перепада напоров пластовых вод гидрогеологич. комплекса, к-рому приурочена залежь, условия формирования залежи. На этапе поисково-разведочных работ ГВК является начальным, в процессе эксплуатации залежи формируется текущий ГВК.

Начальный уровень ГВК определяется по результатам интерпретации промыслово-геофизич. исследований в скважине и данными испытания скважины. Высотное положение начального ГВК можно рассчитать по формуле:

$$h_{Г} = \frac{\gamma_{Г} h_{ГВ} - 10(P_{В} - P_{Г})}{\gamma_{В} - \gamma_{Г}} - h_{КГВ}$$

где $h_{Г}$ – превышение отметки точки замера пластового давления в газовой скважине над отметкой ГВК, м; $h_{ГВ}$ – разность высотного положения точек замера пластового давления газа и воды, м; $h_{КГВ}$ – капиллярный подъем в породах воды на ГВК, м; $P_{Г}$ и $P_{В}$ – пластовое давление газа и воды в точках его замера, кгс/см²; $\gamma_{Г}$ и $\gamma_{В}$ – плотность газа и воды в пластовых условиях.

Погрешность определения высотного положения ГВК по формуле обуславливается точностью замеров *пластовых давлений* и точностью определения плотности газа и воды в пластовых условиях.

Л. Г. Кузьмук.

ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – совокупность *газовых залежей*, приуроченных к общему участку поверхности и контролируемых единым структурным элементом. Г. м. разделяются на многопластовые и однопластовые. В разрезе многопластового Г. м. на одной площади имеется неск. газовых залежей, расположенных одна под другой на разной глубине. Нек-рые газовые залежи имеют самостоятельный *газоводяной контакт*. В отд. интервалах разреза одного и того же Г. м. могут быть залежи разл. типов, а газоносные пласты представлены *коллекторами* разнообразного генезиса – кавернозными, межгранулярными или трещинными. Подавляющая часть Г. м. пространственно обобщена, группируется в зонах газонакопления и распространена в газоносных или газонефтеносных областях платформенного (сводовых поднятий, внутриплатформенных впадин и др.), геосинклинального (межгорн. впадин, срединных массивов) и переходного (предгорн. прогибов и впадин) типов.

Многопластовые Г. м. эксплуатируют раздельно – скважинами, пробуренными на каждый горизонт, и скважинами, одновременно вскрывшими все залежи. При раздельной эксплуатации для экономии числа скважин часто осуществляют эксплуатацию при помощи разобщителей (*пакеров*) – т. н. совместно-раздельная эксплуатация. В этом случае газ из ниж. горизонта поступает в фонтанные трубы, а из верх. горизонта – в затрубное пространство. Г. м. разрабатываются без поддержания давления, на естеств. режиме. Чисто Г. м. имеют в составе газа 94–99% метана и незначительное кол-во этана, пропана; более тяжелые углеводороды в боль-

шинстве случаев присутствуют в виде следов. В газе Г. м. наблюдаются примеси CO₂, N₂, H₂S, He.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО – предприятие, осуществляющее поставку газа пром., коммунальным и бытовым потребителям в городах, рабочих поселках и сельских населенных пунктах. В его задачи входит эксплуатация существующих газопроводов, регуляторных пунктов, ремонт и поддержание их в рабочем состоянии.

Г. х. (городские, областные, краевые и республиканские) создавались по территориальному признаку. Осн. задача Г. х. независимо от формы собственности (гос. унитарное предприятие, акционерное общество) состоит в бесперебойном и безаварийном снабжении газом потребителей. В совр. условиях Г. х. получает газ от поставщиков (организаций, принадлежащих ОАО «Газпром») по системам газопроводов, служащих для транспортирования и распределения газа.

Осн. оборудованием газовых сетей являются *газорегуляторные пункты* (ГРП), служащие для снижения давления и поддержания его на заданном уровне.

Газовые сети бывают уличные и внутренние. Все газопроводы, составляющие уличную сеть города или района, условно делят на: транзитные газопроводы – выполняют функции передачи газа из одного района города в другой; распределительные газопроводы – обеспечивают подачу газа непосредственно потребителям (идут от ГРП до ввода); вводной газопровод (ответвление или ввод) – участок от отключающего устройства на вводе здания до внутр. газопровода, подающий газ из уличных газопроводов во внутренний газопровод дома или предприятия (газопровод, прокладываемый внутри здания от вводного газопровода или ввода до места подключения прибора, теплового агрегата и т. п.).

В зависимости от макс. рабочего давления все газопроводы подразделяются на след. категории: низкого давления (не более 0,005 МПа) – служат для газоснабжения жилых домов, обществ. зданий и коммунально-бытовых предприятий; среднего давления (до 0,3 МПа); высокого давления – от 0,3 до 0,6 МПа и от 0,6 до 1,2 МПа. Газопроводы среднего и высокого давления (до 0,6 МПа) служат для питания распределительных газопроводов низкого давления через ГРП, а также для подачи газа пром. и крупным коммунальным предприятиям. Давление газа более 0,6 МПа применяют для газопроводов, по к-рым подают газ к крупным пром. предприятиям, технологич. процессы к-рых требуют применения газа высокого давления.

Одним из крупнейших является Г. х. Московской обл., структурная схема к-рого, разработанная в нач. 1960-х гг. первым его руководителем А. И. Гордюхиным, была взята за основу в других регионах России (рис.).

Основой эксплуатационной службы Г. х. являются межрайонные тресты, к-рые осу-



Структурная схема управления газового хозяйства Московской области.

ществляют эксплуатацию Г. х. в городах, а также в рабочих поселках и сельских населенных пунктах на территории нескольких районов. Межрайонный трест обычно размещается в наиболее крупном городе, а в остальных городах и на неск. поселков сразу создаются районные эксплуатационные службы или участки, к-рые располагают только производств. персоналом.

Городская или районная газовая служба осуществляет эксплуатацию уличных газопроводов, регуляторных пунктов, внутридомовых газопроводов и газовых приборов, а также по договорам ведет обслуживание газового оборудования коммунальных предприятий. Небольшие пром. предприятия также прибегают к услугам районной газовой службы. Крупные пром. предприятия, как правило, создают свои газовые службы, к-рые осуществляют эксплуатацию внутризаводских газопроводов и регуляторных пунктов, а также ведут обслуживание газопотребляющих *теплотехнологических установок* (печей, котлов). Обычно такие службы создают в составе отдела гл. механика, гл. энергетика или гл. инженера предприятия.

Г. х. относится к числу предприятий с повышенной опасностью, в связи с чем за его состоянием и эксплуатацией установлен контроль, к-рый осуществляет Госгортехнадзор России, созданный в 1991. Систематич. контроль и требовательность со стороны органов надзора способствуют улучшению состояния и эксплуатации Г. х.

Все газопроводы Г. х. в процессе строительства подлежат спец. приемке, оформляемой актом приемки. Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим относится к числу наиболее ответственных газоопасных работ. Несоблюдение соответствующих правил и инструкций может привести к ожогам, взрывам и отравлениям.

Применяют след. способы присоединения к газопроводам: низкого давления – без снижения и при снижении давления; среднего и высокого давления – без снижения давления (приспособленные конструкции М. А. Барина и др.) и после отключения действующего газопровода и полного освобождения его от газа.

Применение приспособлений для присоединения вновь построенных газопроводов среднего и высокого давления без снижения давления имеет ряд преимуществ: присоединение осуществляется без отключения действующих потребителей; не понижается давление газа, и газ не стравливают через сбросные свечи в атмосферу.

Наряду с отечеств. приспособлениями применяются импортные, позволяющие присоединить газопроводы большего диаметра (диаметр фрезы до 400 мм).

Подземные газопроводы в плановом порядке через определенные промежутки времени подвергаются профилактич. осмотру и по мере необходимости капитальному ремонту.

Нормальная работа газовых приборов и установок зависит от величины и постоянства давления газа. Давление газа в городских сетях не изменяется. Задача эксплуатационников заключается в поддержании такого уровня давления, к-рый обеспечивает нормальную работу всех газопотребляющих установок.

Г. х. осуществляют эксплуатацию, технич. обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов и оборудования. Для выполнения работ по предупреждению и ликвидации аварий, приему и распределению газа потребителям, поддержанию нормативных режимов давления в газовых сетях на каждом предприятии Г. х. создается *аварийно-диспетчерская служба*.

Подготовка персонала, эксплуатирующего Г. х., одна из гл. задач, т. к. для вы-

полнения работ, связанных с взрывоопасным газовым топливом, требуется специально подготовленный персонал. На произ-ве, непосредственно в Г. х., осуществляют профессиональное обучение, переподготовку и повышение квалификации рабочих.

Ю. А. Белов.

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ – твердые кристаллич. соединения, образующиеся при определенных термобарич. условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов. По внеш. виду напоминают лед или снег. Область их термодинамич. стабильности включает и положительные по Цельсию темп-ры. При умеренных давлениях Г. г. природных газов существуют вплоть до темп-р 20–25 °С. Макс. темп-ра существования гидрата метана 47,7 °С при давлении ок. 500 МПа.

История Г. г. насчитывает более 200 лет. Первым наблюдал образование Г. г. англ. исследователь Дж. Пристли (1777–78), получивший необычный лед (гидрат сернистого газа), существующий при положительных темп-рах и к-рый, в отличие от обычного гексагонального льда, тонул в водных растворах SO₂. В 1810 англ. химик Х. Дэви получил гидрат, пропуская хлор через охлажденную до темп-ры 0 °С воду. При этом он четко идентифицировал полученный желтоватый осадок именно как гидрат хлора. В 1823 англ. физик М. Фарадей приблизительно определил его состав. Химич. (клатратная) природа Г. г. была понята после рентгеноструктурных и нейтронографич. исследований в 1950–60-е гг. Первые термодинамич. модели Г. г. разработали нидерл. физик Я. Ван дер Ваальс (впук) и англ. физик Р. Баррер с сотрудниками (1956–62) по аналогии с теориями мономолекулярной адсорбции с использованием аппарата статистич. термодинамики. Газогидратную природу «ледяных» пробок при положи-

тельных тем-рах в газопроводах, транспортирующих неосушенный нефтяной попутный газ, в 1934 описал амер. специалист Е. Г. Хаммершмидт, предложивший ингибиторные методы борьбы с гидратами в промысловых трубопроводах. Возможность существования Г.г. в природных условиях с образованием *газогидратных залежей* первым предсказал в 1946 г. проф. И. Н. Стрижов, а с нач. 1960-х гг. сов. академики А. А. Трофимук и Н. В. Черский активно развивали геологич. аспекты Г.г. на суше и в акваториях. Впервые *природный газовый гидрат* обнаружен экспедицией ВНИИгаза (А. Г. Ефремова, 1972). В нач. 1970-х гг. во ВНИИгазе были разработаны принципы распознавания гидратосодержащих пород по данным комплексного скважинного каротажа.

Возросший интерес к проблеме Г.г. во всем мире объясняется след. причинами: повсеместное освоение м-ний углеводородов, расположенных в сложных природных условиях (глубоководный шельф, полярные регионы), где проблема *техногенного гидратообразования* резко обостряется; стремление сократить эксплуатационные затраты на предупреждение гидратообразования в газопромысловых системах за счет перехода на новые энергоресурсосберегающие и экологически чистые технологии; активизация поисков альтернативных источников углеводородного сырья, особенно в странах, бедных ресурсами энергоносителей (Г.г. относят к т.н. *нетрадиционным источникам* углеводородов); необходимость оценки роли Г.г. в приповерхностных слоях геосферы в связи с их возможным влиянием на глобальные климатич. изменения. Г.г. в природных условиях – геологич. явление, изучение закономерностей образования и разложения к-рых в земной коре имеет фундаментальное значение для геологии в целом.

Различают техногенные (искусств.) и природные (естеств.) Г.г.

Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в *призобойной зоне*, в стволе скважины, в шлейфах и внутрпромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в маг-

стральных газотранспортных системах. В технологич. процессах добычи газа гидраты выступают как нежелательное явление, в связи с этим разработаны и совершенствуются методы предупреждения и ликвидации гидратов.

Природные газовые гидраты могут образовывать скопления (вплоть до формирования газогидратных залежей на суше и под дном морей), имеющие в перспективе пром. значение, а также находиться в рассеянном состоянии. Идентифицирован новый тип рассеянных Г.г. в зоне *многолетнемерзлых пород – реликтовые газовые гидраты*, сохранившиеся благодаря эффекту *самоконсервации*. В ряде случаев природные Г.г. рассматриваются как серьезное осложняющее обстоятельство, приводящее к технологич. осложнениям при бурении и эксплуатации скважин на нефть и газ, при сооружении плавучих платформ и т.п. Ряд природных катаклизмов и т.н. загадочных явлений находит «газогидратное объяснение» (напр., Бермудский треугольник, подводные оползни и обвалы и т.п.).

Структуру Г.г. можно представить как льдоподобный ажурный кристаллич. каркас из молекул воды, в к-ром имеются полости разных типов достаточно большого (молекулярного) размера. Наиболее характерен случай, когда в кристаллич. структуре имеются два типа полостей: большие и малые. Эти полости могут быть полностью или частично заполнены молекулами газов, причем степень их заполнения определяется термобарич. условиями и особенностями межмолекулярного взаимодействия системы «газ – вода». В каждой полости размещается не более, чем по одной молекуле (при очень высоких давлениях в полостях могут размещаться по две молекулы). Г.г. относятся к т.н. клатратным соединениям, или соединениям включения, т.к. молекулы газов «включены» в полости водного льдоподобного каркаса, образов. молекулами воды посредством водородных связей. Структурообразующий каркас из молекул воды наз. *хозяином*, а включенные молекулы – молекулами-гостями.

Из-за тетраэдрич. координации кислорода и гибкости водородных связей из

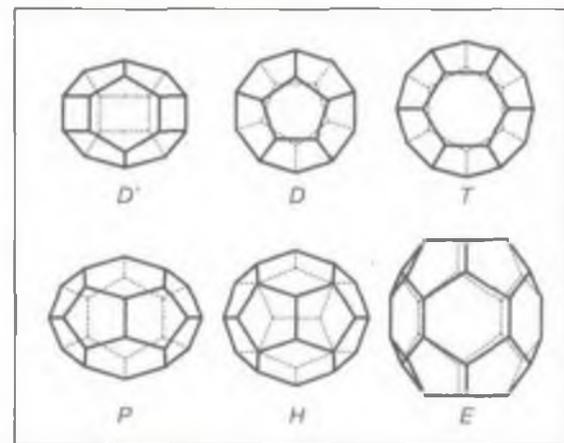


Рис. 1. Типы полостей в водных клатратных каркасах.

молекул воды можно построить ряд близких по энергетич. характеристикам кристаллич. каркасов, в т.ч. таких, в к-рых имеются полости мол. размера. Т.о. может быть реализовано большое кол-во твердых фаз воды (гексагональный и кубич. льды, льды высокого давления, а также разнообразные клатратные структуры). Кристаллохимич. моделирование и соответствующие квантово-химич. расчеты показали, что наиболее выгодными полостями мол. размера в клатратных структурах, к-рые можно представить в виде многогранников, вершины к-рых символизируют атомы кислорода, а ребра изображают водородные связи, являются 12-, 14-, 15-, 16- и 20-гранники, обозначаемые *D, D', T, P, H, E* соответственно (рис. 1). При этом 12-гранник (*D*-полость, или пентагональный додекаэдр) оказывается наиболее энергетически выгодным, т.к. в нем угол между водородными связями составляет 108° и практически не отличается от оптимального тетраэдрич. угла ($\sim 109^\circ$). Двенадцатигранные полости *D* и *D'* принято называть малыми, а остальные типы полостей (*T, P, H, E*) – большими. Полиэдры, образующие большие полости даже в рамках идеализиров. каркасов, оказываются неск. деформированными (ребра разной длины, грани не совсем плоские, угол между водородными связями). Включение гостевых молекул приводит к пек-рой деформации формы полостей, к-рые как бы «подстраиваются» под гостевую молеку-

Таблица 1. Кристаллические каркасы из молекул воды, характерные для газовых гидратов

Характеристика кристаллич. структуры	Тип структуры				
	Кубическая I (КС I)	Кубическая II (КС-II)	Гексагональная I (ГС-I)	Гексагональная III (ГС-III)	Тетрагональная I (ТС-I)
Пространственная группа	$Pm\bar{3}n$	$Fd\bar{3}m$	$P6/mmm$	$P6/mmm$	PA_2/mmm
Параметры ячейки, нм	$a = 1,2$	$a = 1,71$	$a = 1,24, c = 1,25$	$a = 1,23, c = 1,02$	$a = 2,35, c = 1,23$
Типы полостей:					
малые	<i>D</i>	<i>D</i>	<i>D</i>	<i>D, D'</i>	<i>D</i>
большие	<i>T</i>	<i>H</i>	<i>P, T</i>	<i>E</i>	<i>P, T</i>
Формула элементарной ячейки	$2D \cdot 6T \cdot 46H_2O$	$16D \cdot 8H \cdot 136H_2O$	$3D \cdot 2P \cdot 2T \cdot 40H_2O$	$2D' \cdot 3D \cdot 1E \cdot 34H_2O$	$10D \cdot 16T \cdot 4P \cdot 172H_2O$
Предельные гидратные числа:					
при заполнении только больших полостей;	$7^{2/3}$	17	10	Индивидуальные гидраты не образуются	8,6
при заполнении всех полостей	$5^{3/4}$	$5^{2/3}$	$5^{5/7}$		-
Примеры	$CH_4 \cdot 6,05H_2O$	$C_3H_8 \cdot 17H_2O$	$Br \cdot 10H_2O$	$CH_3C_6H_{10} \cdot 5H_2S \cdot 34H_2O$	$Br \cdot 8,6H_2O$

лу. Малые полости в первом приближении можно рассматривать как квазисферические, тогда как большие полости можно представить эллипсоидами (наибольшее отличие от сферич. формы у *E*-полости). В полостях могут помещаться как молекулы с небольшим ван-дер-ваальсовым радиусом (молекулы CH_4 , Ar , H_2S – во всех типах полостей, начиная с *D*, *D'*; C_2H_6 , CO_2 – в *T*-полостях), так и более крупные молекулы (C_3H_8 , *i*- C_4H_{10} , *n*- C_4H_{10} – в *H*-полостях, а очень крупные молекулы могут разместиться только в *E*-полостях). Водные кристаллич. структуры с указанными типами полостей, к-рые реализуются или могут реализовываться для Г.г. при относительно низких давлениях, приведены в табл. 1.

Зная ван-дер-ваальсовы размеры полостей и гостевых молекул, можно на качеств. уровне предсказывать возможность или невозможность включения гостевой молекулы в те или иные полости.

Наиболее распространены Г.г. кубич. структур КС-I и КС-II (часто их просто обозначают I или II), прогнозируется возможность образования гексагональной структуры ГС-III в нек-рых нефтегазовых системах. Другие структуры Г.г. могут реализовываться как метастабильные.

Элементарная ячейка Г.г. КС-I (рис. 2) содержит 46 молекул H_2O , к-рые образуют 2 малые (*D*-типа) и 6 больших полостей (*H*-типа). На элементарную ячейку Г.г. КС-II (рис. 3) приходится 136 молекул H_2O , 16 малых (*D*-типа) и 8 больших полостей (*T*-типа). В Г.г. ГС-III на одну большую полость (*E*-типа, к-рая может заполняться только большими молекулами) приходится 5 малых полостей (*D*- и *D'*-типов).

Известны индивидуальные Г.г. (могут быть описаны общей формулой $M \cdot nH_2O$), смешанные гидраты (в их состав входят неск. газов гидратообразователей). Гидратное число *n*, характеризующее состав гидрата, т.е. кол-во молей воды, входящих на моль включенного газа (либо моль смеси газов в случае смешанных гидратов), – величина переменная, и она может меняться от 6 до 19. Причина варьирования *n* в зависимости от состава при-

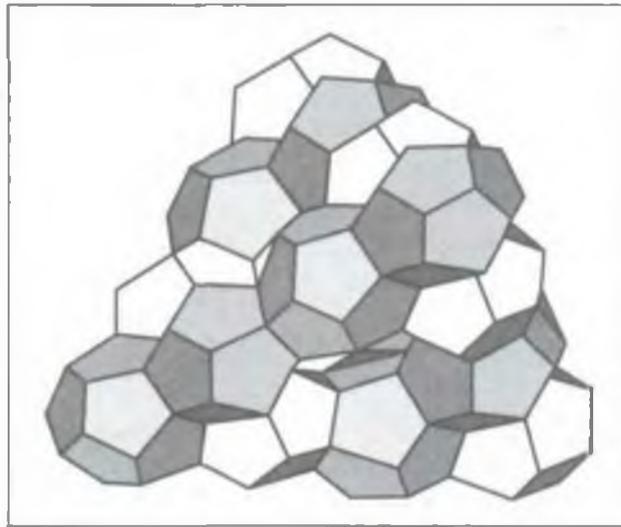


Рис. 3. Элементарная ячейка газового гидрата КС-II.

родного газа и термобарич. условий – возможность частичного заполнения малых полостей газогидратных структур, тогда как большие полости в гидратной структуре всегда заполняются практически полностью. Для Г.г., образ. из природных газовых смесей, *n* равно 6–7.

Осн. компоненты природного газа (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , *i*- C_4H_{10} , CO_2 , N_2 , H_2S и инертные газы Ar , Kr , Xe) образуют как индивидуальные, так и смешанные гидраты; *n*- C_4H_{10} , *cyclo*- C_5H_{10} , а также нек-рые жидкие углеводороды с более крупными молекулами (типа метилциклогексана) могут образовывать только смешанные гидраты. В 1 м³ Г.г. может содержаться до 164 м³ газа. Г.г. метана горит на воздухе. Природный газ чисто газовых м-ний (при содержании C_3H_8 и C_4H_{10} менее 0,4–0,6%), а также газы, содержащие значительное кол-во углеводородных компонентов (H_2S и N), образуют Г.г. КС-I, природные газы газоконденсатных м-ний – КС-II.

Для графич. представления индивидуальных областей существования Г.г. используются фазовые диаграммы. Наиболее распространены *p*, *T*-диаграммы Розебома–Штакельберга. Диаграмма для системы «метан – вода» приведена на рис. 4. Обычно используемые обозначения: *V* – газовая фаза; *L* – жидкая фаза (*L*₁ – жидкая водная фаза, *L*₂ – жидкая углеводородная фаза); *H* – газогидратная фаза; *I* – лед; *K* – критич. точка метана. Соответственно на диаграммах выделяются: области 2-фазного равновесия (напр., область *VH* – область сосуществования газа и гидрата); линии 3-фазного равновесия (напр., *VL₁H* – линия равновесия «газ – вода – гидрат», а *VIH* – линия равновесия «газ – лед – гидрат»); квадрупольные точки *Q* (точки сосуществования 4 фаз; различают ниж. и верх. квадрупольные точки). Наибольший практич. интерес представляют линии 3-фазных равновесий *VL₁H* и *VIH*.

Данные по 3-фазным равновесиям для индивидуальных газов-гидратообразователей представлены на рис. 5 и 6. Равновесные кривые гидратообразования описывают след. эмпирич. зависимости:

$$\ln P = A - \frac{B}{T}, \quad \ln P = A_1 - \frac{B_1}{T} + C \ln T,$$

$$\ln_2 P = \tilde{A} - \frac{\tilde{B}}{T},$$

где *A* и *B* – эмпирич. коэффициенты для каждого газа.

В газопромысловой практике используют многочисленные эмпирич. методики для расчета 3-фазных равновесий «многокомпонентная газовая смесь – водная фаза – газовый гидрат». Приведем расчетную схему одного из наиболее точных вариантов.

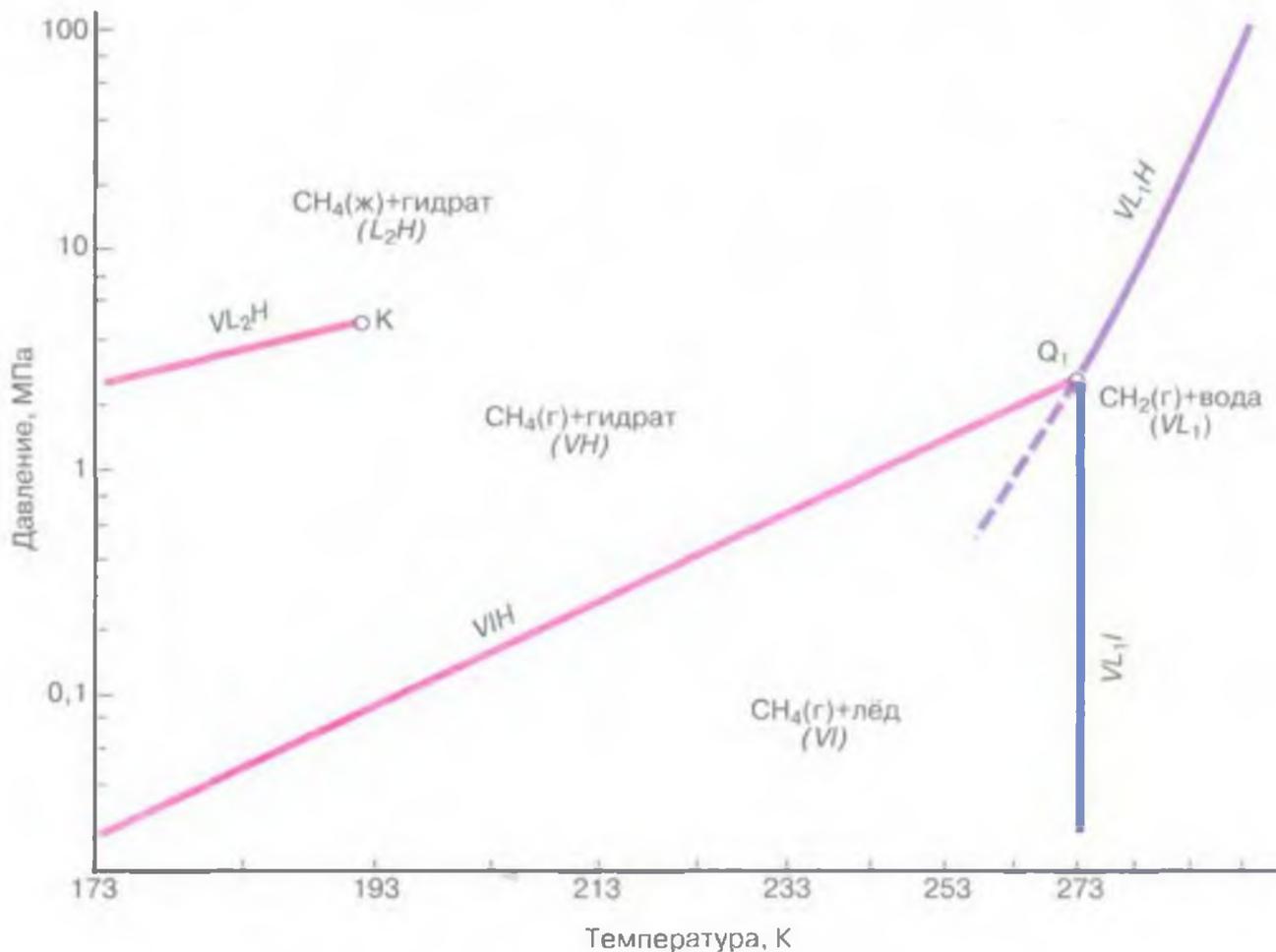


Рис. 4. Фазовая *p*, *T*-диаграмма системы «метан – вода».

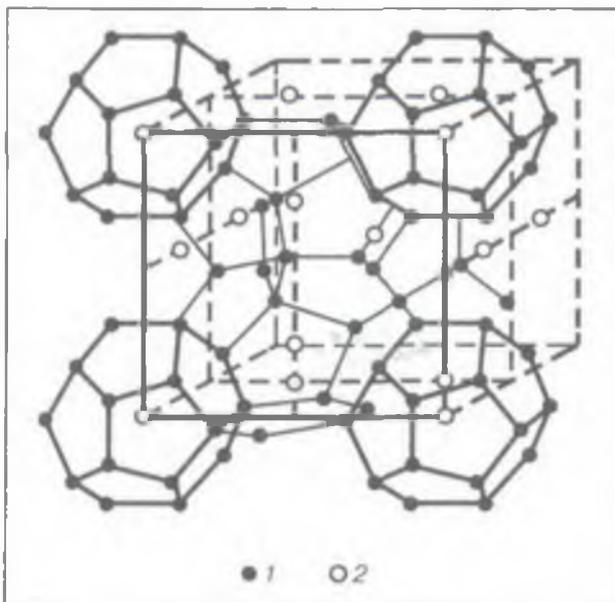


Рис. 2. Элементарная ячейка газового гидрата КС-I: 1 – молекула воды; 2 – молекула-гостя.

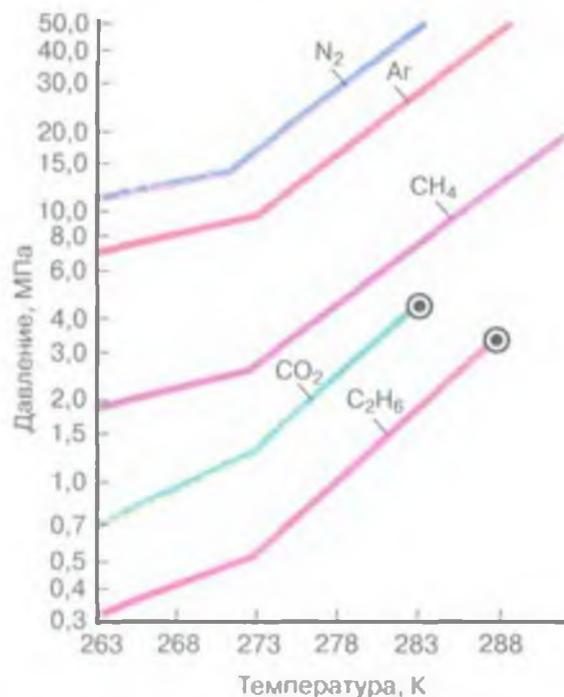


Рис. 5. Условия гидратообразования индивидуальных газов.

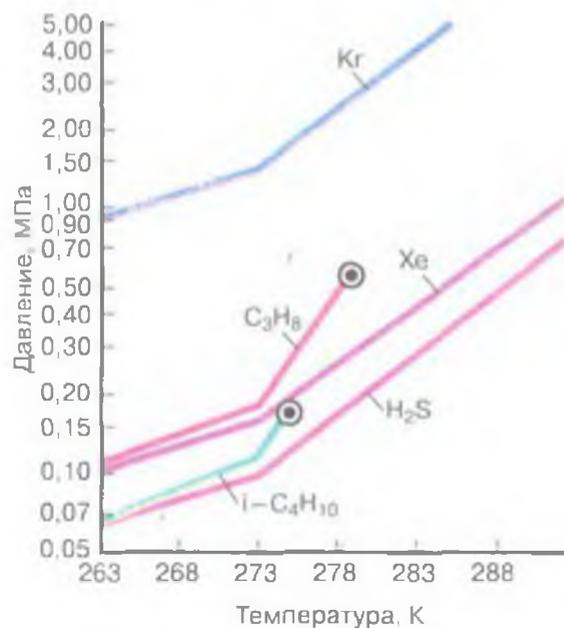


Рис. 6. Условия гидратообразования индивидуальных газов.

Расчет равновесного давления гидратообразования для многокомпонентной газовой смеси определяется в 2 этапа. На 1-м этапе рассчитывается давление гидратообразования при темп-ре $T_0 = 273,15\text{К}$. На 2-м этапе с использованием найденного значения равновесного гидратообразования $P_{\text{см}}^0$ определяется давление $P_{\text{см}}$, отвечающее темп-ре $T \neq T_0$ (в рассматриваемом ниже варианте конкретно используется методика эталонной кривой гидратообразования, но возможны и др. подходы).

Для Г. г. КС I равновесное давление гидратообразования $P_{\text{см}}^0$ (в МПа), отвечающее темп-ре T_0 , определяется по зависимости:

$$[1 + (3,03y_{\text{CH}_4} + 45,7y_{\text{H}_2\text{S}} + 0,7y_{\text{N}_2} + 2,2y_{\text{CO}_2})P_{\text{см}}^0]^{1/3} =$$

$$= \frac{P_{\text{см}}^0}{1} \left[\frac{y_{\text{CH}_4}}{5,303} + \frac{y_{\text{H}_2\text{S}}}{0,166} + \frac{y_{\text{H}_2}}{43} + \frac{y_{\text{CH}_2}}{1,884} + \frac{y_{\text{C}_2\text{H}_6}}{0,51} \right]$$

Здесь y_i – молярная доля i -компонента в газовой фазе. Погрешность в определении $P_{\text{см}}^0$ для многокомпонентных газовых смесей оценивается в 10% (по давлению). Гидратное число n находится по соотношению:

$$n = \frac{23(1 + C^I P_{\text{см}}^0)}{4C^I P_{\text{см}}^0 + 3}$$

где

$$C^I = 3,03y_{\text{CH}_4} + 45,7y_{\text{H}_2\text{S}} + 0,7y_{\text{N}_2} + 2,2y_{\text{CO}_2}$$

Для Г. г. КС-II равновесное давление гидратообразования $P_{\text{см}}^0$ (в МПа), отвечающее темп-ре T_0 , определяется по соотношению:

$$[1 + (2,5y_{\text{CH}_4} + 46,1y_{\text{H}_2\text{S}} + 0,68y_{\text{N}_2} + 1,4y_{\text{CO}_2})P_0]^2 =$$

$$= 1 / \left(P_0 \left[\frac{y_{\text{CH}_4}}{231} + \frac{y_{\text{H}_2\text{S}}}{10,47} + \frac{y_{\text{N}_2}}{2322,7} + \frac{y_{\text{CO}_2}}{26,32} + \frac{y_{\text{C}_2\text{H}_6}}{2,3} + \frac{y_{\text{C}_3\text{H}_8}}{0,176} + \frac{y_{i-\text{C}_4\text{H}_{10}}}{0,113} + \frac{y_{n-\text{C}_4\text{H}_{10}}}{1,6} \right] \right)$$

Здесь y_i – молярная доля i -компонента в газовой фазе. Погрешность в определении $P_{\text{см}}^0$ для многокомпонентных газовых смесей оценивается в 10–15% (по давлению). Гидратное число n рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{17(1 + C^{II} P_{\text{см}}^0)}{3C^{II} P_{\text{см}}^0 + 1}$$

где

$$C^{II} = 2,5y_{\text{CH}_4} + 46,1y_{\text{H}_2\text{S}} + 0,68y_{\text{N}_2} + 1,4y_{\text{CO}_2}$$

Далее определяют равновесное давление гидратообразования, отвечающего темп-ре $T \neq T_0$. Наиболее простой путь – использование эталонной кривой гидратообразования (кривой для эталонной газовой смеси, условия гидратообразования к-рой определены экспериментальным путем или посредством более строгого расчета). Пусть условия гидратообразования (имеются в виду 3-фазные равновесия VLH и VIH) для эталонной кривой известны и определяются соотношениями типа:

$$\ln P_{\text{эт}} = A - \frac{B}{T} + C \ln T$$

или

$$\ln z_{\text{эт}} P_{\text{эт}} = \bar{A} - \frac{\bar{B}}{T}$$

Если рассматриваемая и эталонная смеси близки по составу, то их кривые гидратообразования в рассматриваемых координатах почти «эквидистантны», поэтому давление гидратообразования интересующего газа $P_{\text{см}}$ при нек-рой темп-ре можно определить из соотношения:

$$\frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{эт}}} \approx \frac{P_{\text{см}}^0}{P_{\text{эт}}^0}$$

или из неск. более точного соотношения:

$$\frac{P_{\text{см}} z_{\text{см}}}{P_{\text{эт}} z_{\text{эт}}} \approx \frac{P_{\text{см}}^0 z_{\text{см}}^0}{P_{\text{эт}}^0 z_{\text{эт}}^0}$$

След. практически важная задача – оценка влияния разл. водорастворимых веществ (ингибиторов) на 3-фазное равновесие VLH. Влияние ингибиторов, растворенных в воде, описывают температурным сдвигом ΔT (разностью между темп-рами гидратообразования в отсутствие и в присутствии ингибитора) при постоянном давлении:

$$\Delta T = -A \ln \frac{(100 - X)/18}{(X/M + (100 - X)/18)}$$

где X – % масс. ингибитора в водном растворе, M – мол. масса ингибитора, A – эмпирич. параметр.

Рекомендуемые значения параметра A , полученные обобщением экспериментальных данных:

Ингибитор	A
МЭГ	85–89
ДЭГ	75
ТЭГ	75
CH ₃ OH	75
NH ₃	80–85

Физико-химич. свойства Г. г. в сравнении со свойствами гексагонального льда приведены в табл. 2.

К теплофизическим свойствам Г. г. относятся энтальпийные характеристики, полярная и уд. теплоемкости и коэф. теплопроводности.

Энтальпия разложения (диссоциации) ΔH Г. г. – энтальпия разложения химич. соединения $M \cdot n\text{H}_2\text{O}$ на чистые компоненты M и H_2O при равновесных темп-рах и давлениях. Эта величина зависит от темп-ры и давления. В случае равновесия VLH (если пренебречь растворимостью газа в воде и паров воды в сжатом газе) для энтальпии диссоциации Г. г. справедлива обычная запись уравнения Клапейрона–Клаузиуса:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{\Delta H}{T \Delta V}$$

$$\Delta V = V_{\text{газ}} + V_{n\text{H}_2\text{O}} - V_{\text{гидрат}} \approx V_{\text{газ}} = zRT/P,$$

где z – коэф. сжимаемости, R – универсальная газовая постоянная (производная $\frac{dP}{dT}$ берется вдоль равновесной кривой гидратообразования).

Аналогичная запись справедлива и для 3-фазных равновесий типа VIH. Используя равновесную кривую гидратообразования в виде зависимости $\ln P = A - \frac{B}{T}$, из уравнения Клапейрона–Клаузиуса следует:

$$\Delta H = zRB.$$

Расчет молярной теплоемкости C [в Дж/(моль·К)] Г. г., образованного из многокомпонентной газовой смеси, проводится по формуле:

$$C = nC_{\text{empty}} + \sum_i C_{M_i} x_i,$$

где n – гидратное число; x_i – молярная доля i -го компонента – гидратообразователя в гидратной фазе ($\sum x_i = 1$); C_{M_i} – молярная теплоемкость i -го компонента

Таблица 2. Сравнение свойств гексагонального льда и газовых гидратов

Свойство	Газовый гидрат		Лед I _h (гексагональный)
	КС-I	КС-II	
Параметры элементарной ячейки при 273,15 К, нм	$a = 1,197 - 1,215$	$a = 1,714 - 1,757$	$a = 0,452, c = 0,736$
Число молекулы H ₂ O в элементарной ячейке	46	136	4
Кристаллографическая плотность каркаса, г/см ³	0,796	0,812	0,9
Объемное термическое расширение, К ⁻¹	$(1,5 - 1,7) \cdot 10^{-4}$ (теоретич. оценка)	$(1,5 - 1,7) \cdot 10^{-4}$ (теоретич. оценка)	$8,34 \cdot 10^{-4}$ (теоретич. оценка)
Изотермический модуль Юнга при 268 К, МПа	$8,4 \cdot 10^3$ (теоретич. оценка)	$7,2 \cdot 10^3$ (теоретич. оценка)	$8,34 \cdot 10^3$ (монокристалл)
Скорость звука при 273,15 К, км/с:	3,5 - 3,8 1,6 - 1,7	3,5 - 3,8 1,6 - 1,7	3,9 2,0
поперечная			
Статическая диэлектрическая постоянная при 273 К	~ 58	~ 58	94
Высокочастотная диэлектрическая постоянная при 273 К	3,4 (оценка)	3,4 (оценка)	3,1
Время диэлектрической релаксации молекул H ₂ O при 273 К, мкс	10 (оценка)	10 (оценка)	21,5
Энергия активации процесса реориентации молекул H ₂ O, кДж/моль	24 - 52	24 - 52	55,4
Теплоемкость (незанесенного) каркаса при 270 К, Дж/(моль·К)	38,97	37,84	37,78
Остаточная энтропия при 0 К, Дж/(моль·К)	~ 3,4	~ 3,4	3,43
Коэф. теплопроводности при 270 К, Вт/(моль·К)	~ 0,5	~ 0,5	2,23

(рассчитывается как теплоемкость гостевых молекул, заключенных в квазисферич. полость, причем можно для 1-атомных газов принять 1,5 R, для 2-атомных газов — 2,5 R). Молярную теплоемкость C_{empty} незанесенных гидратных решеток КС-I и КС-II можно принять равной молярной теплоемкости гексагонального льда. Уд. теплоемкость газогидрата C_{уд} (в Дж/кг) пересчитывается из молярной теплоемкости по соотношению:

$$C_{уд} = \frac{C}{\mu + 18n}$$

где μ — ср. молекулярная масса газа, включенного в состав гидрата.

Наибольший интерес представляет коэф. теплопроводности Г.г., к-рый при темп-рах, близких к 273 К, составляет ~ 0,5 Вт/(м·К), что примерно в 5 раз ниже коэф. теплопроводности гексагонального льда. При низких темп-рах это различие возрастает (в 20 раз при 100 К). Пониженная теплопроводность Г.г. связана с дополнительным рассеянием акустич. фононов на низкочастотных колебаниях гостевых молекул.

Лит.: Гройсман А.Г., Теплофизические свойства газовых гидратов, Новосибирск, 1985; Истомин В.А., Якушев В.С., Газовые гидраты в природных условиях, М., 1992.

В.А. Истомин, В.С. Якушев.

ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ — двигатели, преобразующие химич. энергию газового топлива в полезную (механич., электрич., тепловую) энергию.

Первый двигатель внутр. сгорания, в к-ром в качестве моторного топлива использовался светильный газ, был сконструирован франц. изобретателем Э. Ленуаром в 1860. С 1915 на автомоб. транспорте стал использоваться не только светильный, но и компримированный природный газ.

Применяемые Г.д. отличаются большим разнообразием по способу организации рабочих процессов и конструкций.

По агрегатному состоянию применяемых топлив разделяются

на двигатели, работающие на: сжатом газе (природный газ, биогаз, генераторный газ и др.); сжиженном газе (сжиженный природный газ и сжиженный нефтяной газ). Биогаз является продуктом анаэробного разложения органич. отходов. Генераторный газ получают путем высокотемпературной газификации ископаемых органич. происхождения и биомассы. По уд. энергоемкости природный газ, осн. компонентом к-рого является метан, существенно превосходит остальные горючие газы за исключением водорода, целесообразность использования к-рого в стране не подкрепляется технико-экономич. оценками.

По способу смесеобразования разделяются на Г.д., имеющие внеш. и внутр. смесеобразование. Внеш. смесеобразование (вне цилиндра двигателя) получило наибольшее распространение на автомоб. и стационарных двигателях с малыми диаметрами цилиндра и невысоким наддувом. Для организации такого смесеобразования в воздушный тракт двигателя встраивается смеситель, выполненный в форме сопла Вентури. Газ поступает в такой смеситель при давлении, несущественно превышающем давление во впускном трубопроводе. К достоинствам такого способа относят хорошую гомогенизацию свежего заряда, простоту и невысокую стоимость топливовоздушных систем. Недостатком является возможная потеря части горючей смеси в процессе газообмена при перекрытии фаз газораспределения. Поэтому в крупногабаритных двигателях и двигателях с высоким наддувом используют внутр. смесеобразование, при к-ром газ повышенного давления через спец. форсунку подается в цилиндр отдельно от воздуха после закрытия впускных органов. Давление подачи газа зависит от момента подачи: чем позже подается газ, тем большим должно быть его давление для обеспечения хорошего перемешивания с воздухом. Наибольшие значения давления (до 25 МПа) имеют

место в случае впрыска газа в конце такта сжатия.

По способу воспламенения топливовоздушной смеси разделяются на Г.д.: с принудительным воспламенением от электрич. искры (чисто газовые); с форкамерно-факельным зажиганием; с воспламенением от запальной дозы дизельного топлива (газодизели); с впрыскиванием сжиженного нефтяного газа; воспламенением от сжатия. Газообразные моторные топлива имеют высокие октановые числа (100 и более) и широкие пределы воспламеняемости. Это позволяет увеличивать допустимые по условиям детонации степени сжатия до 11–12 и использовать высокие коэффициенты избытка воздуха (1,5–1,8). Поэтому для надежного воспламенения топливовоздушной смеси энергия электрич. искры должна быть существенно больше, чем у бензинового двигателя. В отд. случаях для повышения надежности воспламенения в крышке цилиндра устанавливается дополнительная свеча зажигания. Могут использоваться след. системы электрич. воспламенения: батарейная, магнето низкого и высокого напряжений, генератор постоянного тока, тиристорные, транзисторные, плазменные и лазерные.

Форкамерно-факельное зажигание предусматривает создание очага воспламенения факельного типа за счет предварительного сжигания в дополнительной камере (форкамере) небольшого объема обогащенной газовой смеси с коэф. избытка воздуха 0,8–1,3. Форкамера устанавливается в центре, канале крышки цилиндров и связана с осн. камерой узким каналом, через к-рый происходит интенсивный выброс продуктов сгорания, воспламеняющих осн. топливовоздушный заряд. Объем форкамеры составляет 2–6% от объема камеры сгорания, а отношение объема форкамеры к площади сечения канала изменяется в пределах 15–70. Г.д. с форкамерно-факельным зажиганием являются более сложными и

дорогими, чем двигатели с искровым воспламенением, поэтому пока не нашли широкого распространения. Кроме того, поскольку *теплота сгорания* газозооных смесей меньше бензозооных, мощность Г. д. с искровым и форкамерно-факельным зажиганием может составлять 0,8–0,95 от мощности бензиновых двигателей той же размерности. Однако при увеличении степени сжатия до 12–12,5 этот недостаток мощности может быть компенсирован.

Газообразные топлива имеют высокую *температуру воспламенения* (у метана 595, у пропана 465 °С). Надежное воспламенение таких топлив в дизельных двигателях (т. е. от сжатия) возможно только при степенях сжатия св. 22. Поэтому для организации процесса сгорания газозооных смесей при меньших степенях сжатия (характерных для совр. дизелей) в газодизельных двигателях в конце такта сжатия осуществляется впрыск запальной дозы дизельного топлива в кол-ве 5–50% от расхода топлива стандартного дизеля, работающего на номинальном режиме. Величина запальной дозы зависит от размерности двигателя, уровня форсирования, режимов работы и свойств газообразного топлива. При таком способе воспламенения топлива за счет оптимизации диаметра и кол-ва распыливающих отверстий форсунки, диаметра плунжера топливного насоса и геометрии его отсечной кромки, а также угла опережения подачи топлива удается сохранить мощность газодизеля на уровне дизеля с тем же рабочим объемом. Конвертирование дизеля в газодизель требует переоборудования двигателя, заключающегося в установке системы подачи и регулирования газа в зависимости от режима его работы, а также оптимизации подачи запальной дозы жидкого топлива.

Известны конструкции Г. д. с впрыскиванием сжиженного нефтяного газа непо-

средственно в цилиндры двигателя и воспламенением от теплоты сжатия. Конструктивные изменения топливной системы базового дизеля должны учитывать, что такое топливо имеет меньшие плотность и вязкость, а также большие сжимаемость и давление насыщенных паров. Для предотвращения повышенного износа плунжерных пар, нагнетательных клапанов и распылителей в сжиженный нефтяной газ добавляют 5–10% дизельного топлива. Такое смешивание может осуществляться на линии низкого или высокого давления.

По принципу регулирования мощности разделяются на Г. д. с количественным, качественным и смешанным регулированием. Количеств. регулирование осуществляется с помощью дозатора (дроссельной заслонки), устанавливаемого во впускном коллекторе двигателя, или за счет изменения время – сечение впускных органов (напр., изменением макс. высоты подъема клапана). При этом вне зависимости от режима работы двигателя поддерживается постоянное соотношение между газом и воздухом, т. е. качество топливовоздушной смеси неизменно. Такой способ регулирования реализуется, как правило, в Г. д. с внеш. смесеобразованием и принудительным воспламенением от электрич. искры. При качеств. регулировании изменение мощности обеспечивается за счет изменения массового соотношения между газом и воздухом, поступающими в двигатель. Такое регулирование имеет место в Г. д. с внутр. смесеобразованием, когда газ подается в цилиндры двигателя отдельно от воздуха. При этом необходима установка в газовой магистрали дополнительного дозатора. Такой способ регулирования реализуется также в Г. д. с впрыском смеси сжиженного нефтяного газа и дизельного топлива с последующим воспламенением от сжатия. Смешанный способ регулиро-

вания позволяет получить необходимое кол-во рабочей смеси с изменяемым топливовоздушным соотношением в зависимости от режима работы двигателя. Очевидно, что с т. зр. поддержания качества рабочего процесса такой способ регулирования является наиболее желательным.

Осн. преимуществами применения Г. д. являются достигаемая экономия (50–95%) потребления жидких углеводородных топлив за счет их эквивалентного замещения в горючей смеси на газ и снижение выбросов загрязняющих веществ с отработавшими газами двигателей внутр. сгорания. Прогнозируемое ухудшение экологич. обстановки и ужесточение норм на содержание загрязняющих веществ в отработавших газах приведут к более широкому применению *газомоторных топлив*.

Двигатели, использующие газомоторное топливо, могут быть не только поршневые. В качестве примера можно привести газотурбинные двигатели (АЛ-31СТ, ПС-90ГП, ГТУ-4РМ) *газоперекачивающих агрегатов*, а также воздушно-реактивные двигатели (НК-88) грузопассажирских самолетов ТУ-155, 156.

А. И. Гайворонский.

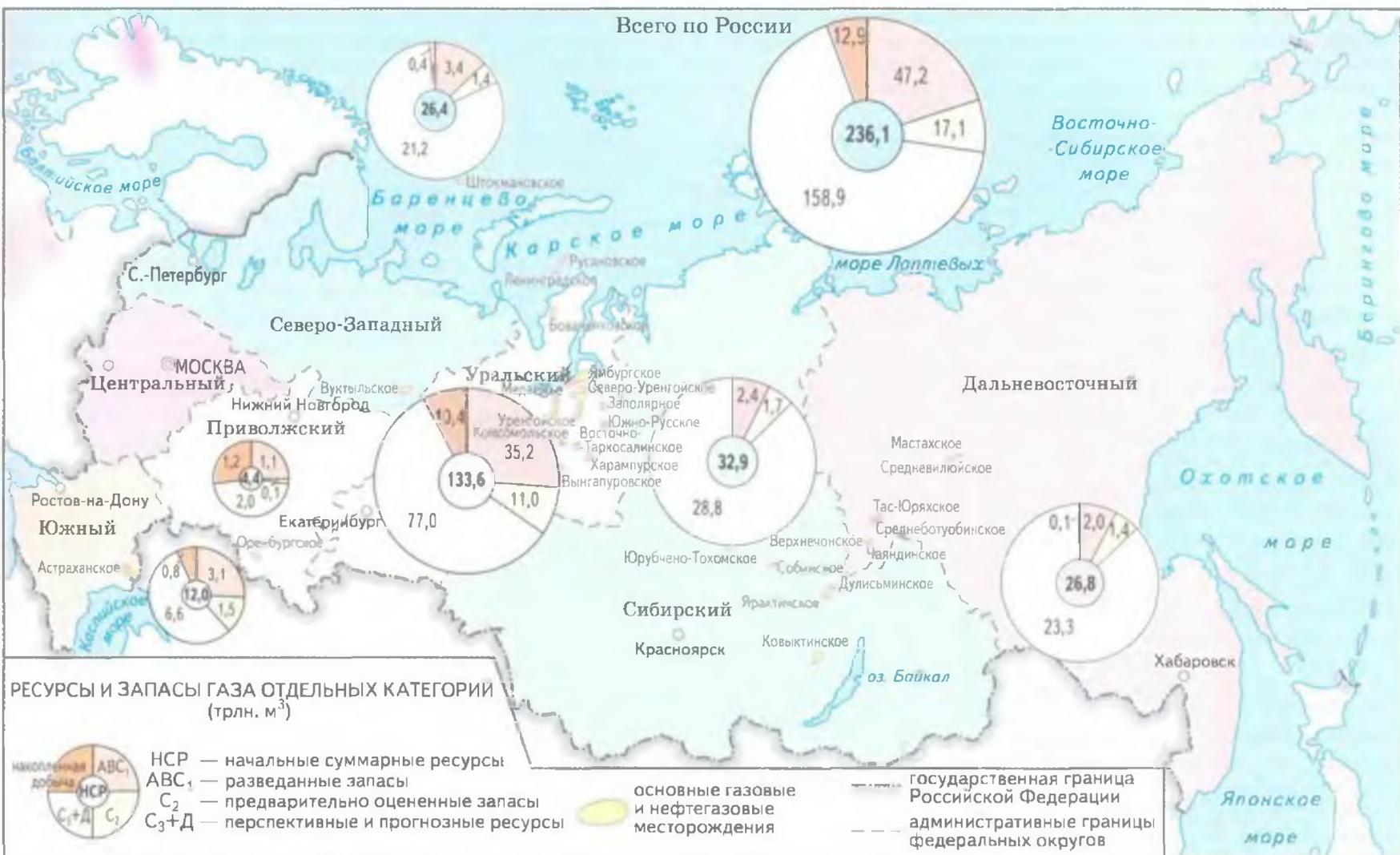
ГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ России – *начальные суммарные ресурсы* газа (НСР), включающие *запасы* (разведанные и предварительно оцененные), *ресурсы* (перспективные и прогнозные) и накопленную добычу (рис.).

По оценкам ВНИИгаза, мировые НСР газа оцениваются в 600 трлн. м³, из них на долю России приходится св. 39%. Нефтегазовый комплекс России обеспечивает ок. 50% внутр. энергопотребления. Доля газа в топливно-энергетич. комплексе страны увеличилась с 19% в 1970 до 43% в 1990 и св. 50% в нач. 21 в., что обусловлено более низкими ценами на газ по сравнению с ценами на мазут и уголь.

На нач. 2002 из общего объема НСР в 236,1 трлн. м³ (табл. 1) накопленная

Таблица 1. Структура начальных суммарных ресурсов газа России (на нач. 2002 г., трлн. м³)

	Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы перспективные (С ₃) и прогнозные (Д)	Разведанность НСР, %
			Разведанные (А + В + С ₁)	Предварительно оцененные (С ₂)		
Всего:	236,1	12,9	47,2	17,0	159,0	25,5
На суше:	160,3	12,9	43,2	12,8	91,4	35,0
Северо-Западный федеральный округ	2,4	0,4	0,6	0,1	1,3	41,7
Южный федеральный округ	11,3	0,9	3,0	1,2	6,2	34,0
Приволжский федеральный округ	4,4	1,2	1,1	0,1	2,0	52,3
Уральский федеральный округ	97,4	10,3	34,8	8,6	43,7	46,3
Сибирский федеральный округ	32,9	—	2,4	1,7	28,8	7,3
Дальневосточный федеральный округ	11,9	0,1	1,3	1,1	9,4	11,8
На шельфе:	75,8	—	4,0	4,2	67,6	5,3
Азовское м.	0,2	—	—	—	0,2	—
Каспийское м.	0,5	—	0,1	0,3	0,1	80,0
Баренцево м.	24,0	—	2,8	1,3	19,9	17,1
Карское м.	36,1	—	0,4	2,4	33,3	1,1
Охотское м.	6,2	—	0,7	0,2	5,3	11,8
Прочие	8,8	—	—	—	8,8	—
%	100,0	5,5	20,0	7,2	67,3	—



Газовые ресурсы России.

добыча составляет 5,5%, разведанные запасы (категорий А + В + С₁) 20%, предварительно оцененные запасы (категории С₂) 7,2%, перспективные ресурсы (категории С₃) и прогнозные ресурсы (категории D₁ + D₂) 67,3%. При этом на наименее изученные ресурсы категории D₂ приходится 77,2 трлн. м³ (32,7%). Крупнейшие м-ния природного газа приведены в табл. 2.

Из общего объема разведанных запасов газа России 47,2 трлн. м³ в разработке находится 20,8 трлн. м³, подготовлено для пром. освоения 18,4 трлн. м³, в стадии разведки находится 7,6 трлн. м³ и в консервации 0,4 трлн. м³. На глуб. до 1 км сосредоточено 5,4 трлн. м³ разведанных запасов, в интервале глубин 1–3,0 км 35,2 трлн. м³ и св. 3 км – 6,6 трлн. м³. Компонентный состав газа (%): метановые (сухие) 59,5; этансодержащие (3% и более этана) 31,8; сероводородсодержащие 8,7. В структуре добычи газа (в %) доля метановых газов 84,6; этансодержащих 9,2 и сероводородсодержащих 6,2 (2003).

Ресурсы и запасы газа России сосредоточены в Северо-Западном, Южном, Приволжском, Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах. В Центральном федеральном округе пром. запасов углеводородов не выявлено. Кроме того, значительные ресурсы и запасы газа выявлены в пределах шельфа Баренцева, Карского, Охотского и др. морей.

В Северо-Западном федеральном округе сосредоточено 1,5% НСР и 1,5% разведанных запасов газа суши России. Перспективные терр. и м-ния расположены в Респ. Коми и Ненецком авт. округе в составе *Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции*. Осн. структурными элементами в пределах суши являются Тиманская гряда, Печорская синеклиза и Предуральский краевой прогиб. Выявлено 232 м-ния углеводородов, из к-рых 183 нефтяных, 6 газонефтяных, 2 нефтегазовых, 11 нефтегазоконденсатных, 11 газоконденсатных и 19 газовых с запасами газа по категориям А + В + С₁ 645,3 млрд. м³, категории С₂ – 89,1 млрд. м³. НСР газа на нач. 1993 по суше оценивались ок. 2,4 трлн. м³, в т.ч. по Респ. Коми св. 1,4 трлн. м³ и Ненецкому авт. округу – 950 млрд. м³. Разведанность ресурсов региона на нач. 2002 составила 43,9%.

В Южном федеральном округе сосредоточено 7% НСР газа и 6,9% разведанных запасов суши России. Выявлено 401 м-ние углеводородов, из к-рых 182 нефтяных, 43 газонефтяных, 36 нефтегазовых, 44 газоконденсатных и 96 газовых. На нач. 2002 разведанные запасы газа по категориям А + В + С₁ составили 3 трлн. м³, категории С₂ – 1,2 трлн. м³. Осн. запасы газа сосредоточены в Астраханской обл.: св. 2,6 трлн. м³ по категориям А + В + С₁ и св. 1,0 трлн. м³ по категории С₂.

Терр. округа охватывает перспективные земли *Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции*, *Прикаспийской неф-*

тегазоносной провинции и *Волго-Уральской нефтегазоносной провинции*.

На Сев. Кавказе перспективы новых открытий связаны с поисками и разведкой залежей нефти и газа в палеогеновых и миоценовых отложениях Западно-Кубанского прогиба, в отложениях мела и юры Терско-Каспийского краевого прогиба, Восточно-Манычского прогиба и Прикумской зоны поднятий, на площадях Предгорного и Равнинного Дагестана и прилегающей части акватории Каспийского м. На терр. Урало-Поволжья и Прикаспия перспективы новых открытий в осн. связаны с разведкой подсолевых отложений на Астраханском своде в пределах суши и акватории Каспия, а также в Предуральском краевом прогибе.

В Приволжском федеральном округе на терр. республик Башкортостан, Татарстан, Удмуртии, Кировской, Оренбургской, Пермской, Самарской, Саратовской, Ульяновской областей и Коми-Пермяцкого авт. округа сосредоточено 2,7% НСР и 2,5% разведанных запасов газа суши России. Выявлено 1186 м-ний углеводородов, из к-рых 989 нефтяных, 76 газонефтяных, 7 нефтегазовых, 40 нефтегазоконденсатных, 19 газоконденсатных, 55 газовых. На нач. 2002 разведанные запасы газа по категориям А + В + С₁ составили св. 1,1 трлн. м³, категории С₂ – 134,0 млрд. м³. Осн. запасы газа сосредоточены на *Оренбургском месторождении* (880 млрд. м³ по категориям А + В + С₁ и 60 млрд. м³ по категории С₂).

Таблица 2. Крупнейшие газовые месторождения России (на начало 2002 г., млрд. м³)

Месторождение	Тип	Местонахождение	Накопленная добыча	Запасы	
				A+B+C ₁	C ₂
Вуктыльское	НГК	Респ. Коми	357,7	78,1	—
Василковское	ГК	Ненецкий авт. округ	1,7	78,0	8,5
Лаявожское	НГК	То же	0,7	137,0	2,2
Арктическое	НГК	Ямало-Ненецкий авт. округ	—	276,2	39,3
Береговое	НГК	То же	2,2	312,8	51,9
Бованенковское	НГК	»	10,4	4375,0	548,9
Восточно-Таркосалинское	НГК	»	13,2	394,9	43,2
Вынгапуровское	НГК	»	309,1	109,0	5,5
Губкинское	НГК	»	34,3	379,8	22,0
Ев-Яхинское	НГК	»	0,6	214,0	0,1
Етышуровское	НГ	»	—	299,5	0,1
Занадио-Таркосалинское	НГК	»	75,5	270,5	18,1
Заполярье	НГК	»	8,2	3524,2	31,4
Комсомольское	НГК	»	250,7	570,5	15,4
Круzenshtерское	ГК	»	—	964,7	710,0
Малыгинское	ГК	»	0,1	439,5	305,6
Медвежье	ГК	»	1662,4	608,1	32,1
Находкинское	НГ	»	—	180,8	88,3
Новопортовское	НГК	»	0,4	211,0	54,8
Нурминское	НГК	»	0,1	178,4	45,0
Северо-Уренгойское	НГК	»	243,2	678,7	118,9
Северо-Тамбейское	ГК	»	—	724,1	205,0
Тасийское	ГК	»	—	368,9	71,9
Уренгойское	НГК	»	4790,1	6022,8	1403,0
Утреннее	НГК	»	—	482,8	284,3
Хальмерпалотинское	ГК	»	—	230,7	57,1
Харампурское	НГК	»	—	419,7	331,0
Харасавейское	НГК	»	1,0	1259,0	364,5
Юбилейное	НГК	»	106,9	374,1	7,8
Южно-Русское	НГ	»	—	686,8	121,1
Южно-Тамбейское	ГК	»	1,1	1016,4	223,6
Юрхаровское	НГК	»	0,6	276,3	7,8
Ямбургское	НГК	»	2331,4	4184,5	476,2
Ямсовейское	НГК	»	84,7	476,6	8,9
Яро-Яхинское	НГК	»	0,3	180,6	10,2
Собинское	НГК	Эвенкийский авт. округ	—	138,7	19,6
Юрубчено-Тохомское	НГК	То же	—	130,0	568,5
Целяткнское	ГК	Таймырский авт. округ	—	156,3	11,9
Среднеботуобинское	НГК	Якутия	3,1	132,9	3,0
Тас-Юряхское	НГК	То же	0,1	102,7	11,3
Чаяндинское	НГК	»	0,1	379,7	861,3
Ковыктинское	ГК	Иркутская обл.	—	1282,4	619,3
Оренбургское	НГК	Оренбургская обл.	1020,3	880,5	60,1
Астраханское	ГК	Астраханская обл.	84,7	2648,8	1069,1
Северо-Ставропольско-Пелагнадинское	Г	Ставропольский кр.	211,5	—	—
Ледовое	ГК	Баренцево м.	—	91,7	330,4
Штокмановское	ГК	То же	—	2536,4	668,9
Ленинградское	ГК	Карское м.	—	58,1	26,2
Русановское	ГК	То же	—	240,4	538,6
Дунское	НГК	Охотское м.	—	452,3	78,5
Одопту-море	НГК	То же	—	58,1	26,2
Чайво-море	НГК	»	—	113,9	26,6

Примечание: Г – газовое м-ние; ГК – газоконденсатное; НГ – нефтегазовое м-ние; НГК – нефтегазоконденсатное м-ние.

Уральский федеральный округ охватывает перспективные терр. и м-ния Ямало-Ненецкого авт. округа и Ханты-Маусийского авт. округа (Югра), Свердловской и Тюменской областей. В пределах округа сосредоточено 60,8% НСР и 80,6% разведанных запасов газа суши России. Выявлено 562 м-ния углеводородов, из к-рых 371 нефтяное, 24 газонефтяных, 4 нефтегазовых, 81 нефтегазоконденсатное, 38 газоконденсатных и 44 газовых. На нач. 2002 разведанные запасы округа по категориям А + В + С₁ составили св. 34,8 трлн. м³ и по категории С₂ – св. 8,6 трлн. м³.

В Ямало-Ненецком авт. округе сосредоточено св. 33,8 трлн. м³ запасов газа категорий А + В + С₁ и св. 8,5 трлн. м³ по категории С₂ в пределах Надым-Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей. Здесь выявлено 196 м-ний углеводородов, из них 63 нефтяных, 62 нефтегазоконденсатных, 34 газоконденсатных, 8 газонефтяных, 4 нефтегазовых и 25 газовых.

Из общего объема разведанных запасов газа Ямало-Ненецкого авт. округа 33,9 трлн. м³ на долю собств. предприятий ОАО «Газпром» приходится 22,3 трлн. м³ (65,8%); с долей уставного капитала св. 50% – 0,6 трлн. м³ (1,8%), менее 50% – 1,5 трлн. м³ (4,4%); сторонние предприятия контролируют 4,0 трлн. м³ (11,8%) и в нераспределенном фонде находится 5,5 трлн. м³ (16,2%).

В Надым-Пур-Тазовском нефтегазоносном регионе НСР газа оценены в 64,2 трлн. м³, из к-рых с сеноманскими отложениями связано 39,5, неокомскими – 13,7, ачимовскими – 4,4, юрскими – 6,6 трлн. м³.

В Ямальской нефтегазоносной области НСР газа оценены в 20,8 трлн. м³, из них с отложениями сеномана связано 6, неокома, ачимовской свиты и юры – 14,8; разведанные запасы составляют 10,4 трлн. м³. Разведанность отложений сеномана 48,9%, неокома 65,2%. Выявлены Бованенковское месторождение, Харасавейское месторождение – крупнейшие по запасам газа.

В Гыданской нефтегазоносной области НСР газа оцениваются в 9,7 трлн. м³, из к-рых разведано 1,1 трлн. м³.

Среди оптимальных по геологич. строению и концентрации активных наиболее достоверных ресурсов (категорий С₂ + Д) и запасов газа и конденсата, зон их накопления, технически доступных для выявления и экономически эффективного освоения новых м-ний, выделяются акватории Тазовской и Обской губ, Приямальский шельф и шельф юж. части Карского м.

Сибирский федеральный округ охватывает перспективные терр. Новосибирской, Иркутской, Омской и Томской областей, Таймырского и Эвенкийского авт. округов, и Красноярского кр. В пределах округа сосредоточено 13,9% НСР газа и 5,1% разведанных запасов России. Выявлено 141 м-ние углеводородов, из них 90 нефтяных, 4 газо-

нефтяных, 23 нефтегазоконденсатных, 14 газоконденсатных, 10 газовых. На нач. 2002 разведанные запасы газа составили ок. 2,4 трлн. м³ по категориям А + В + С₁ и св. 1,7 трлн. м³ по категории С₂. Из общего объема разведанных запасов газа на Иркутскую обл. приходится св. 1,4 трлн. м³ (61,4%), Томскую обл. – 296,8 млрд. м³ (12,4%), Таймырский авт. округ – 286,3 млрд. м³ (11,8%), Эвенкийский авт. округ – 290,3 млрд. м³ (10,5%), Красноярский кр. – 93,2 млрд. м³ (3,9%). Ковыктинское месторождение – наиболее крупное м-ние в Иркутской обл. Газоносность его связана с песчаниками ниж. кембрия. М-ние рассматривается как базовое для газоснабжения Китая и других стран азиатско-тихоокеанского региона.

Дальневосточный федеральный округ охватывает перспективные терр. Респ. Саха (Якутия), Сахалинской и Камчатской областей, Чукотского авт. округа и Хабаровского кр. Выявлено 107 м-ний углеводородов, из к-рых 13 нефтяных, 16 газонефтяных, 13 нефтегазовых, 19 нефтегазоконденсатных, 18 газоконденсатных, 28 газовых. На нач. 2002 запасы газа по категориям А + В + С₁ составили ок. 1,3 трлн. м³, по категории С₂ – ок. 1,1 трлн. м³.

Прогноз развития сырьевой базы газовой пром-сти базируется на количеств. оценке нефтегазоносности недр России. Из общего объема неоткрытых ресурсов газа суши (91,7 трлн. м³) в Северо-Западном федеральном округе сосредоточено 1,2, Южном 6,2, Приволжском 2,0, Уральском 43,8, Сибирском – 29,1, Дальневосточном – 9,4 трлн. м³.

НСР акватории оцениваются в 75,8 трлн. м³, в т.ч. 3,8 по категориям А + В + С₁, 3,9 категории С₂, перспективные и прогнозные ресурсы – 68,1 трлн. м³. Осн. разведанные запасы газа сосредоточены в Баренцевом (Штокмановское месторождение), Карском и Охотском морях.

Приоритетными направлениями расширения сырьевой базы и устойчивого развития газовой отрасли России по федеральным округам являются: в Северо-Западном – подготовка к освоению Штокмановского м-ния и создание нового нефтегазодоб. района в Печорском м., на суше – освоение выявленных и поиски новых м-ний в Нарьян-Марском, Вуктыльском и Интинском геолого-экономич. районах; в Южном – восполнение сырьевой базы газо- и конденсатодобычи в Краснодарском и Ставропольском краях, разведка глубокозалегающих отложений в Астраханской обл., поиски и разведка м-ний нефти и газа в Астраханском и Дагестанском секторах Каспийского м., в Азовском и Черном морях; в Приволжском – подготовка пром. запасов углеводородного сырья в подсолевых отложениях на Ю. Оренбургской обл., разведка глубоких горизонтов в Саратовской обл.; в Уральском – создание новых газодоб. центров за счет разведки и освоения м-ний и перспективных структур в пределах Карско-

го м., Тазовской и Обской губ и прилегающей суши Гыданского п-ова, подготовки пром. запасов газа к разработке, освоение запасов и ресурсов углеводородов ачимовских отложений Б. Уренгой, подготовка сырьевой базы углеводородов на терр. Большехетской вид. в вост. части округа; в Сибирском – доразведка и освоение Ковыктинского м-ния с целью создания газодоб. центра и подачи газа в Китай и др. страны, освоение Юрубчино-Тохомского месторождения и Собинского месторождения в Эвенкийском авт. округе, создание нового района газодобычи на базе м-ний Томской обл.; в Дальневосточном – освоение Чаяндинского месторождения в Респ. Саха (Якутия) как базового для экспортного газопровода в Китай и Корею, освоение м-ний нефти и газа шельфа о. Сахалин.

На период 2002–30 гг. суммарный прирост запасов газа в России планируется в объеме 28–32 трлн. м³, в т.ч. на шельфе арктич. и дальневосточных морей 10–12 трлн. м³, предполагаемые уровни добычи газа 700 млрд. м³ в 2020 и 750 млрд. м³ в 2030, запасы газа к нач. 30-х гг. 21 в. – 55–57 трлн. м³.

В структуре разведанных запасов газа и его добычи будет возрастать доля газа с повыш. концентрациями гомологов метана, конденсата и др. ценных компонентов. Доля метановых газов в разведанных запасах составит 44%, этансодержащих 46,7%, сероводородсодержащих 9,3%. При этом разведка и освоение перспективных м-ний потребуют существ. увеличения капитальных вложений, разработки новых технологий и технич. средств.

В. И. Старосельский.

ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, углеводородный конденсат, – смесь жидких углеводородов (С₅Н_{12+высш}), выделяющаяся из природных газов при эксплуатации *газоконденсатной залежи* в результате снижения *пластовых давлений* (ниже *давления начала конденсации*) и темп-ры. Содержание Г.к. в *пластовом газе* зависит от термобарич. условий (чем выше давление и темп-ра, тем большее кол-во жидких углеводородов может быть растворено в газе), от его состава (гомологи метана и СО₂ способствуют растворению в газе бензинокеросиновых компонентов и росту содержания Г.к.), наличия *нефтяных оторочек* и концентрации в них легких фракций, условий миграции газоконденсатных смесей при формировании залежи. Концентрация Г.к. в *пластовых газах* составляет 0,4–10% мол. (от 5 до 1000 г/м³). Фракционный и углеводородный составы Г.к. варьируют в широком диапазоне и зависят от условий залегания, отбора и времени эксплуатации залежи.

Г.к. состоит из бензиновых (интервал кипения от 30–80 до 200 °С), керосиновых (200–300 °С) и, в меньшей степени, более высококипящих компонентов. Для большинства Г.к. выход бензиновых фракций 70–85%. Г.к. из залежей, расположенных на значительных глубинах, состоят в осн. из керосиногазойлевых

фракций. Наиболее распространены Г. к. с преобладанием метановых при значительной доле нафтеновых углеводородов (метано-нафтеновый тип). Редко встречаются Г. к., состоящие гл. обр. из ароматических (65% на низкокипящую фракцию) или нафтеновых (до 70–85% на указанную фракцию) углеводородов. Плотность Г. к. 660–840 кг/м³, содержание общей серы сотые, реже десятые доли процента.

Различают *нестабильный конденсат* (первичный продукт, выделяющийся из газа газоконденсатной залежи в промышленных условиях) и *стабильный конденсат*, из которого удалены растворенные газы (метано-бутановая фракция).

Физико-химич. свойства Г. к. (плотность, мол. масса, показатель преломления, фракционный состав, темп-ра застывания, вязкость, содержание серы, твердых парафинов и смол) определяют их товарные характеристики, возможность получения из них отд. марок моторных топлив и т. п.

Плотность Г. к. (г/см³) – кол-во массы нефтепродукта в единице объема. Плотность рассчитывается при темп-ре 0 °С или при темп-ре 4 °С относительно плотности воды, принятой за единицу (обозначается ρ_4^{20}). Плотность определяется пикнометром на основании измерения массы определенного объема нефтепродукта, отнесенной к массе воды, взятой в том же объеме и при той же темп-ре. Величина плотности конденсатов зависит от фракционного и группового углеводородного составов. Наибольшей плотностью обладают ароматич. углеводороды, наименьшей – парафиновые. Так, конденсат Усть-Лабинского м-ния (фракция 60–200 °С содержит 49% ароматич. углеводородов) имеет плотность 826 кг/м³. Конденсаты, имеющие легкий фракционный состав и состоящие в осн. из парафиновых углеводородов, имеют небольшую плотность (682 кг/м³, Совхозное м-ние).

Показатель преломления (отношение синуса угла падения к синусу угла преломления светового луча при переходе через границу раздела двух фаз) зависит от состава Г. к. и находится в пределах от 1,3905 до 1,4600 (обозначается n_D , где D – линии натрия, используемые вместо указания длины волны). Рос. геолог Я. Д. Саввина установила зависимость между плотностью Г. к. и показателем преломления: $\rho_4^{20} = 1,9064n_D - 1,96283$.

Молекулярная масса жидких углеводородов дает понятие об относительном весе «средней» молекулы из числа смеси молекул, входящих в состав нефтепродуктов. Для Г. к. она колеблется в пределах 92–158 и определяется криоскопич. методом (понижение темп-ры затвердевания растворителя за счет прибавления исследуемого вещества) либо расчетным путем.

Содержание серы в Г. к. имеет большое значение, т. к. в процессе его переработки выделяющиеся серосодержащие соединения вызывают *коррозию* аппаратуры и ухудшают качество пере-

работки. Кроме того, содержание серы определяет необходимость или ненужность очистки Г. к. Содержание серы варьирует от 0,01 до 0,07% и увеличивается с повышением темп-ры кипения фракций. В зависимости от фракционного состава Г. к. основное кол-во серы может быть сконцентрировано в бензиновой и в вышекипящей фракции.

Вязкость характеризует свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Это одна из важнейших характеристик Г. к., т. к. определяет гидродинамич. сопротивление при его транспортировании по *конденсатопроводам*. Для характеристики Г. к. используют понятие «кинематической вязкости» – отношение динамич. вязкости данной жидкости к ее плотности при той же темп-ре. Кинематич. вязкость стабильных Г. к. (при темп-ре 20 °С) определяется капиллярным вискозиметром. Значение вязкости Г. к. колеблется от 0,66 до 2,15 сСт.

Вязкость Г. к. зависит от химич. структуры молекул и для насыщенных углеводородов растет с возрастанием мол. массы. Т. е. фракционный состав Г. к. определяет его вязкость: чем тяжелее фракционный состав конденсата и чем меньше в нем содержится легких фракций, тем выше значение вязкости. Наименее вязкие Г. к. Совхозного, Оренбургского, Кушевского, Староминского м-ний (0,54–0,69 сСт.). Г. к. м-ний Русский Хутор (II горизонт), содержащие сравнительно небольшое кол-во легких фракций, имеют вязкость 2–2,15 сСт.

По фракционному составу (т. е. по соотношению и свойствам отд. фракций, выкипающих при определенных темп-рах) Г. к. различных м-ний условно подразделяются на легкие, средние и тяжелые. Легкие Г. к. состоят в осн. из не менее 80% масс. бензиновой фракции, выкипающей при темп-ре не выше 250 °С. Так, Г. к. *Оренбургского месторождения* на 90% выкипает при темп-ре 204 °С, *Харасавейского месторождения* – при 205 °С. Средние Г. к., наряду с бензиновыми, содержат фракции дизельного топлива и выкипают при темп-рах 250–320 °С (*Уренгойское месторождение*, *Ямбургское месторождение* соответственно 320 и 316 °С). Тяжелые Г. к. состоят из бензиновой, дизельного топлива и масляной (высокомолекулярные соединения – резины, смолы) фракций и выкипают при темп-рах св. 320 °С (*Астраханское месторождение* и др. с *пластовым давлением* св. 40 МПа). Тяжелые Г. к. подвержены значительному изменению состава при снижении пластового давления. Фракционный состав Г. к. зависит от глубины залегания. Кроме того, Г. к., обогащенные ароматическими или нафтеновыми углеводородами, имеют более тяжелый фракционный состав по сравнению с метановыми Г. к.

Групповой углеводородный состав Г. к. разнообразен: ярко выраженный метановый (Марковское м-ние, фрак-

ция 60–200 °С содержит 78%) или нафтеновый (Усть-Часельское м-ние, 84%). Некоторые Г. к. в значительном кол-ве содержат ароматич. углеводороды (Митрофановское, Некрасовское, Усть-Лабинское м-ния, 46–63%).

В составе Г. к., богатых ароматич. углеводородами, до определенного температурного предела наблюдается повышение их кол-ва в низкокипящих фракциях, в то время как в более высококипящих фракциях их содержание заметно снижается. В многопластовых м-ниях Г. к. нижних залежей одного и того же м-ния более обогащены ароматич. углеводородами по сравнению с Г. к. верх. залежей. При этом конденсаты верх. залежей содержат больший процент нафтеновых углеводородов.

Содержание парафина в Г. к. (твердых углеводородов, конец кипения к-рых ниже 300 °С) от сотых до десятых долей процента, причем может достигать 14% и выше. Твердый парафин выявлен в Г. к., находящихся на больших глубинах и контактирующих с метановыми высокопарафиновыми нефтями.

Температура застывания Г. к. определяет его подвижность, что имеет большое значение при транспортировании Г. к. Определяется при предварительном нагревании образца Г. к. с последующим охлаждением его с заданной скоростью до темп-ры, при к-рой образец остается неподвижным.

Температура помутнения Г. к. – темп-ра, при к-рой в испытываемом образце наблюдается появление мути по сравнению с эталонным образцом. Темп-ры помутнения и застывания Г. к. зависят от кол-ва парафина, содержащегося в них: чем оно больше, тем при более высокой темп-ре мутнеет и застывает Г. к. Конденсаты, в к-рых парафин отсутствует либо содержится в виде следов (Оренбургское, Усть-Вилдойское м-ния), имеют низкие темп-ры помутнения и застывания (ниже –60 °С), а в к-рых содержится его заметное кол-во, значения этих темп-р более высокие (*Вуктыльское месторождение* – содержание парафина 0,5%, темп-ра помутнения –1 °С, темп-ра застывания –39 °С).

Г. к. обычно бесцветные жидкости. Иногда они имеют соломенный цвет. На больших глубинах при наличии нефтяных оторочек встречаются газоконденсатные залежи, жидкие фазы к-рых содержат до 2–3% смолистых веществ; в этом случае конденсаты имеют желтовато-коричневый цвет.

С ростом глубины залегания содержание смол возрастает, спиртобензольные смолы преобладают над бензольными, а общее кол-во смолистых веществ возрастает с увеличением содержания ароматич. углеводородов.

Г. к. залежей, не контактирующих с нефтяными оторочками, не содержат заметного кол-ва смолистых веществ и парафина.

Г. к. является ценным природным сырьем. Существуют два принципиальных на-

правления переработки Г.к.: нефтехимическое – получение ароматич. углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), олефинов и др. мономеров для их последующей переработки в пластич. массы, синтетич. каучуки, волокна и смолы на конденсатоперерабатывающих заводах; топливное – получение высококачеств. автомоб. бензинов, реактивного, дизельного и котельного топлив. Переработку Г.к. производят в районах размещения и эксплуатации газоконденсатных м-ний на *малогабаритных установках* получения моторных топлив. И. А. Гриценко.

ГАЗОВЫЙ КОНУС – деформированная поверхность раздела между газо- и нефтенасыщенной (водонасыщенной) частями пласта в окрестности забоя нефтяной (водяной) скважины. Образуется при эксплуатации нефтенасыщенной (водонасыщенной) составляющей в случае снижения давления на забое скважины. Изменение первоначальной плоской поверхности раздела «газ – нефть (вода)» происходит под действием вертикального градиента давления между этими двумя составляющими гл. обр. при эксплуатации скважин, расположенных внутри контура газоносности. Макс. деформация поверхности раздела наблюдается непосредственно под забоем скважин; зависит от *пластовой депрессии, коллекторских свойств, конструкции забоя скважины, др. параметров*. При т. н. критич. депрессии флюиды прорываются из Г.к. в скважину, что резко увеличивает *газовый фактор*. Прорыв Г.к. при фонтанном способе добычи нефти сопровождается гидравлич.

ударами, прерывистым выходом нефти и газа, при добыче нефти с помощью насосов – резким падением производительности насосов. Возможность возникновения Г.к. учитывается при составлении схем размещения скважин по площади залежи, а также схем вскрытия пласта. Для борьбы с Г.к. в *призобойную зону* скважины закачивают спец. реагенты, изолирующие отд. части пласта друг от друга. Г. А. Зотов.

ГАЗОВЫЙ ПРОМЫСЕЛ – технологич. комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади м-ния, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию.

Сооружения и коммуникации Г.п. условно разделяют на: основные – эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы, газовые сборные пункты с технологич. оборудованием промышленной подготовки газа и конденсата, *компрессорные станции*, вспомогательные – объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механич. мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т. д. Кол-во, характер и мощность промышленных сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики м-ния.

Добыча газа на промысле обеспечивается фондом эксплуатационных скважин, число, динамика изменения *дебитов* и система размещения к-рых определяются запасами газа, строением и кол-вом *продуктивных горизонтов*, размерами и кон-

фигурацией залежи. На площади м-ния скважины располагаются отд. объектами или кустами из 2–5 скважин. Особенно эффективно кустовое расположение скважин при разбуривании м-ний в сев. р-нах со сложными климатич. и геокриологич. условиями. Фонд эксплуатационных скважин на м-нии не постоянен, его увеличивают по мере разработки залежи для компенсации снижения дебита. Начальные дебиты скважин изменяются примерно от 100 тыс. до 1,5–2 млн. м³ в сут. Контроль за разработкой м-ния осуществляется на Г.п. с помощью наблюдательных скважин.

Промысловая подготовка газа и конденсата к дальнейшему транспортированию ведется по двум схемам: децентрализованной (рис. 1,а) – полная обработка газа перед подачей в *магистральный газопровод* осуществляется на газовых сборных пунктах; централизованной (рис. 1,б) – на сборных пунктах производятся только сбор и первичная сепарация газа, а полный комплекс подготовки осуществляется на головных сооружениях магистрального газопровода. Осн. способы обработки природного газа и конденсата на Г.п.: *низкотемпературная сепарация газа, абсорбционная осушка, адсорбционная осушка*, а также их сочетания. Для транспортирования обработанного газа с Г.п. в период, когда его давление снижается, приближаясь к значению этого параметра в магистральном газопроводе, на головных сооружениях вводится в эксплуатацию *головная дожимная компрессорная станция*.

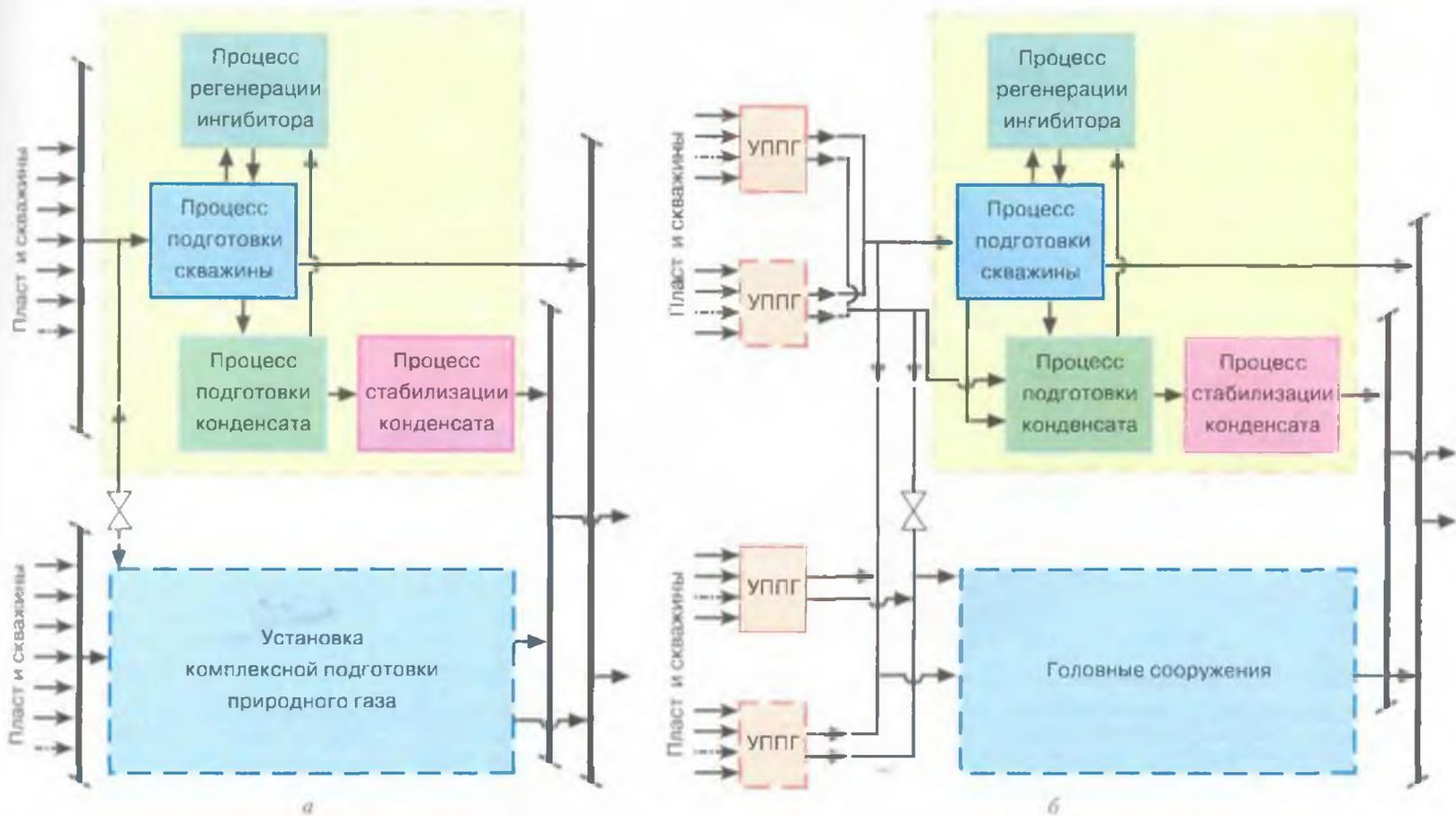


Рис. 1. Схемы сбора и подготовки газа и газового конденсата: а – децентрализованная; б – централизованная; УППГ – установка первичной подготовки природного газа.

Совр. Г. п. (рис. 2) характеризуется высоким уровнем автоматизации, позволяющим осуществлять контроль и упр-ние режимами эксплуатации *газовых скважин, установок комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ), внутрипромысловой газосборной сети, дожимных компрессорных станций и т. д.* Автоматизиров. системы упр-ния технолог. процессами (АСУТП) действуют на базе автоматики, вычислительной и управляющей техники, автоматизиров. средств сбора информации и обеспечивают упр-ние Г. п. в целом.

Ниж. уровень АСУТП осуществляет упр-ние технолог. процессами подготовки и стабилизации газа и газового конденсата на УКПГ (головными сооружениями) и реализуется средствами локальной автоматики и микро-ЭВМ; верхний – автоматизиров. упр-ние всем Г. п. и входящими в его состав УКПГ, дожимными компрессорными станциями и др. объектами осн. и вспомогательного произ-ва. Управляет всеми объектами Г. п. центр. диспетчер (из центр. диспетчерского пункта), получающий управляющую информацию из информационного вычислительного центра,

где функционируют мини-ЭВМ. Дистанционное упр-ние осуществляется системами пром. телемеханики. ЭВМ ниж. и верх. уровней связаны между собой межмашинным обменом. Внедрение АСУТП значительно ускоряет ввод в разработку новых м-ний и повышает технико-эконом. показатели работы всего промысла.

На Г. п. реализована закрытая система сбора, транспорта и обработки газа и конденсата. Это сводит к минимуму потери и исключает загрязнение окружающей среды. Осуществляется за счет ликвидации сброса токсичных вод, возврата газов дегазации из технологич. аппаратов в общий поток путем эжектирования и *компримирования*, совершенствования технологич. оборудования.

Осн. источник электропитания Г. п., расположенного в доступных районах, – линии электропередач (ЛЭП), в труднодоступных – спец. источники питания. Создание Г. п. производств. мощностью 50–100 млрд. м³ в год и более – одно из важнейших направлений развития газовой пром-сти.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОВЫЙ РЕЖИМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ природных газов – режим, при котором приток полезного ископаемого к забоям добывающих скважин обусловлен потенциальной энергией давления газа в продуктивном пласте. Г. р. м. газовой залежи характеризуется постоянством газонасыщенного объема ее порового пространства. Г. р. м. газоконденсатной залежи связан с нек-рым уменьшением начального газонасыщенного объема (в результате выпадения конденсата при снижении давления в пласте). Г. р. м. в газогидратных залежах характеризуется увеличением начального газонасыщенного объема порового пространства за счет разложения в пласте *газовых гидратов*. При Г. р. м. достигается наибольший коэф. газоотдачи: для терригенных коллекторов 0,93; карбонатных 0,9 (данные, средневзвешенные по запасам).

ГАЗОВЫЙ РЕЖИМ РАЗРАБОТКИ газового (газоконденсатного) месторождения – одна из форм проявления доминирующего источника *пластовой энергии*, с помощью которого происходит извлечение газа из пласта.

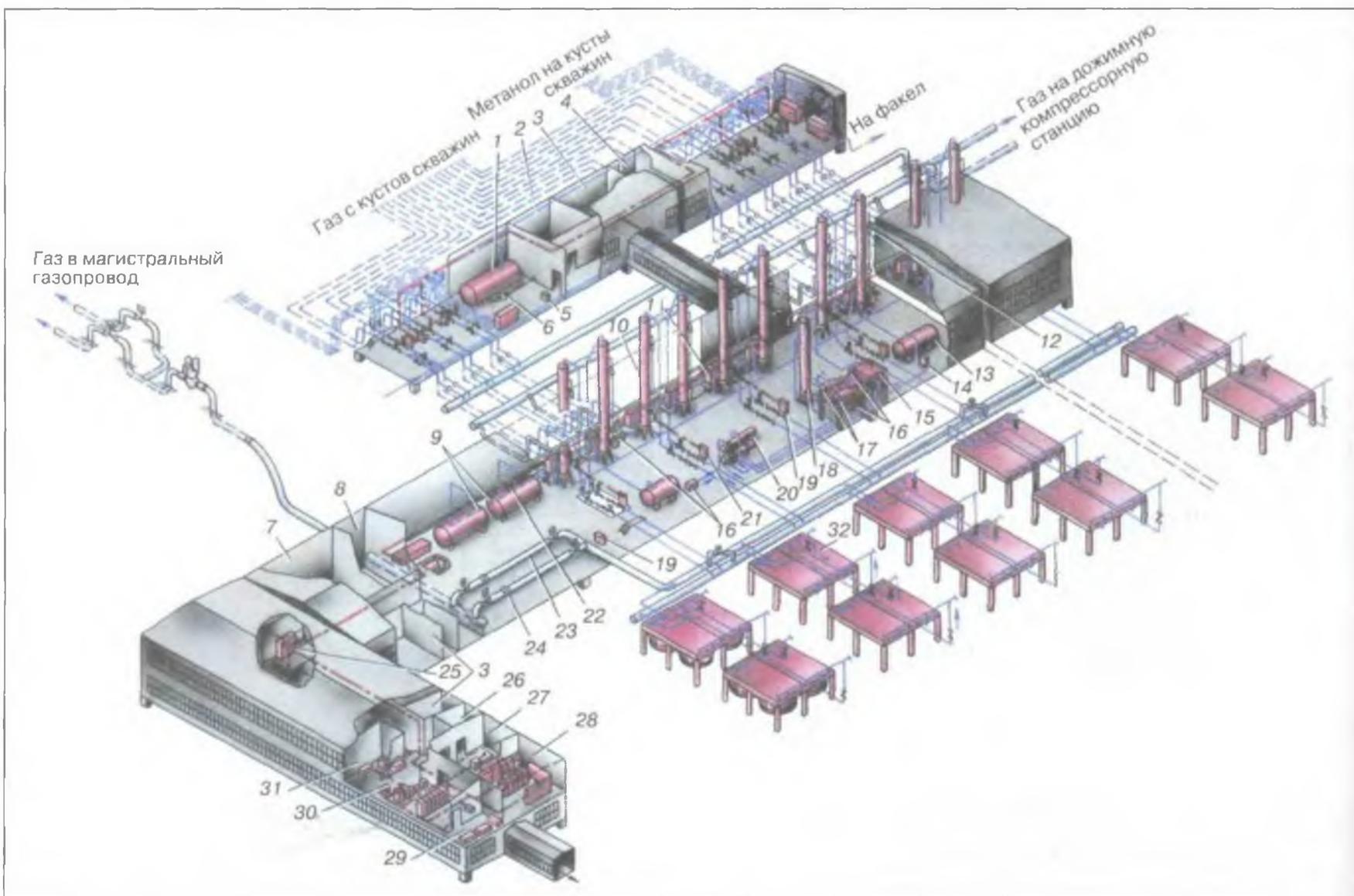


Рис. 2. Схема обустройства газового промысла: 1 – сепаратор замерный; 2 – электрощитовые и контрольно-измерительные приборы; 3 – вентиляционная камера; 4 – помещение газа собственных нужд; 5 – концентратомер регенерированного метанола; 6 – счетчик жидкости; 7 – воздушная компрессорная; 8 – маслохозяйство; 9 – разделительная емкость; 10 – адсорбер; 11 – блок арматурный по жидкости; 12 – расходомер диэтиленгликоля; 13 – емкость регенерированного диэтиленгликоля; 14 – концентратомер регенерированного диэтиленгликоля; 15 – автомат воздушного охлаждения диэтиленгликоля; 16 – блок насоса; 17 – испарители; 18 – десорбер; 19 – измеритель влажности газа; 20 – теплообменник; 21 – стойка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры; 22 – абсорбер; 23 – узел хозрасчетного замера газа; 24 – быстросъемные диафрагмы; 25 – кабельная шахта; 26 – помещение оператора; 27 – операторная; 28 – аппаратная; 29 – помещение технического обслуживания; 30 – машинный зал; 31 – насосная метанола и диэтиленгликоля; 32 – аппарат воздушного охлаждения.

При Г. р. р. доминирующим видом пластовой энергии является потенциальная энергия сжатого газа и газонасыщенных горн. пород, к-рая количественно выражается через величину *пластового давления* и упругоэластичности горн. пород.

Г. р. р. характеризуется отсутствием или малозначительным вторжением законтурной и подошвенной пластовой воды в газонасыщенный объем залежи. В связи с этим первоначальный газонасыщенный объем залежи остается в процессе извлечения газа постоянным либо незначительно изменяющимся за счет деформационных процессов (см. в ст. *Геодинамические процессы*).

Для газоконденсатных м-ний первоначальный газонасыщенный объем может незначительно уменьшаться за счет выпадения в пласте жидкой фазы (конденсата).

При Г. р. р. в процессе извлечения газа из пласта происходит падение пластового давления, к-рое описывается *уравнением материального баланса*.

Лит.: Лапук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природных газов, М.-Л., 1948; Коротяев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР – аппарат для очистки газа от жидких и твердых механич. примесей. Применяются в процессах добычи, транспорта и переработки газа и газоконденсата для разделения двухфазных газожидкостных потоков. Выполняются как авт. аппараты в составе *установок комплексной подготовки газа (УКПГ), компрессорных станций или газораспределительных станций* или в виде встроенных сепарационных секций *многофункциональных аппаратов* и газофракционирующих колонн. Типичные условия работы Г. с.: давление потока 2,5–16 МПа, темп-ра от –30 до 100 °С, концентрация жидкости (газоконденсат и водные растворы) 0,1–15% вес., пропускная способность по газу 0,5–25 Мм³/сут.

По принципу действия Г. с. подразделяются на гравитационные, инерционные (насадочные или центробежные) и комбинированные.

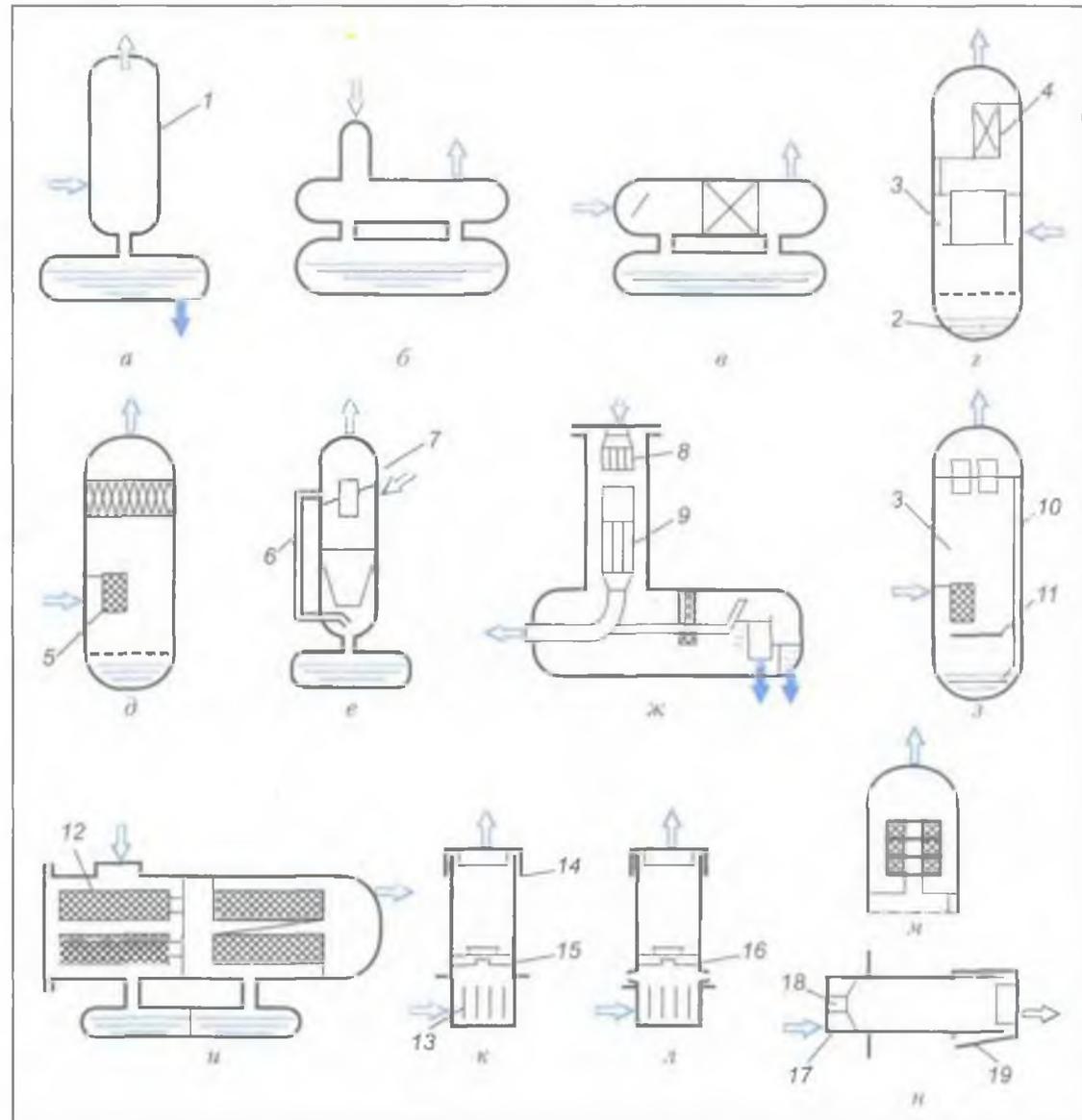
Гравитационные Г. с. (рис., а, б) и Г. с. на базе противоточных циклонов с разрывом выхлопного патрубка (рис., е) применялись, напр., при обустройстве газоконденсатных м-ний Краснодарского кр.; жалюзийные Г. с. (рис., в, г) – на *Вуктыльском месторождении* и *Оренбургском газоперерабатывающем заводе*; прямооточные центробежные сепараторы с водогазоконденсатным разделителем жидкости (рис., ж), сепараторы с сетчатой насадкой (рис., д) и с прямооточными мультициклонными центробежными патрубками (рис., з) – на м-ниях С. Тюменской обл. На *дожимных компрессорных станциях* магистральных газопроводов для очистки транспортируемого газа используются пылеуловители и фильтры-сепараторы (рис., и).

Технологич. эффективность сепарации (отношение весового или объемного кол-ва отсепарированной жидкости в Г. с. к аналогичному кол-ву жидкости в потоке газа на входе в сепаратор) определяется на основании прямых измерений уноса капельной жидкости в потоке газа после Г. с. и выражается в %. В гравитационных Г. с. она не превышает 85%, в Г. с. с одиночными противоточными и прямооточными циклонами она составляет 95–98%, в Г. с. с жалюзийными и сетчатыми насадками или мультициклонными центробежными патрубками эффективность сепарации капельной жидкости св. 99,5%. Последняя группа аппаратов используется, напр., в качестве конечных ступеней сепарации УКПГ, для к-рых нормируемая величина конечного уноса капельной жидкости составляет не более 10–20 мг/м³.

Наиболее эффективные конструкции Г. с. содержат неск. последовательно подключенных ступеней сепарации, устройства для коагуляции аэрозоля и предотвращения вторичного уноса отсепариров. жидкости. Коагуляция аэрозоля выпол-

няется, напр., с помощью установленной напротив входного патрубка сетчатой насадки, методом рециркуляции отсепариров. жидкости на вход Г. с. или с помощью акустич. воздействий. Устройства для предотвращения вторичного уноса жидкости выполняются в виде защитного листа сверху сборника жидкости (рис., з), в виде выносной двухкамерной конструкции сборника жидкости (рис., и) или в виде установленной с гидрозатвором сливной трубы (рис., з).

Для увеличения пропускной способности Г. с. используются сетчатые кольцевые кассетные насадки (рис., м) и рециркуляционные центробежные патрубки (рис., к, л), к-рые размещаются вертикально и содержат тангенциально-щелевые центростремительные завихрители, кольцевые влагоотводящие козырьки и трубки для рециркуляции газа. Патрубок (рис., л) содержит дополнительную влагоотводящую кольцевую щель с сетчатым коагулятором, что обеспечивает нагрузку по расходу газа в 1,6 раза больше за счет снижения концентрации жид-



Конструкции газовых сепараторов: а, б – гравитационные; в, г – жалюзийные; д, и, м – с сетчатой насадкой; е, ж, з – центробежные; к, л, н – прямооточные центробежные патрубки; 1 – сепарационная камера; 2 – сборник жидкости; 3 – ступень предварительной сепарации; 4 – ступень конечной сепарации; 5 – сетчатый коагулятор; 6 – сливной трубопровод; 7 – камера разрыва; 8 – центробежный завихритель; 9 – кольцевая уголкообразная насадка; 10 – переливная трубка; 11 – перегородка; 12 – фильтр; 13 – центростремительный завихритель; 14 – влагоотводящий козырек; 15 – трубка рециркуляции; 16 – щель отвода жидкости; 17 – осевой завихритель; 18 – отверстие переустья; 19 – сливной лоток (стрелками обозначены направления движения газа и жидкости).

кости в зоне концевой влагоотводящего козырька. Патрубок (рис., и) в случае горизонтального или вертикального размещения с внеш. рециркуляцией газа на вход аппарата содержит осевой лопаточный завихритель с центр. отверстием и сливной лоток. Лопатки осевого завихрителя выполняются с изменяющимся по радиусу углом установки выходных кромок, что снижает гидравлич. сопротивление.

Пропускная способность Г. с. с инерционными насадками оценивается критерием нагрузки Кутателадзе:

$$K = W \sqrt{\rho_{\Gamma}} / \sqrt{g \sigma (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\Gamma})},$$

где K – критерий нагрузки Кутателадзе; W – скорость газа в свободном сечении по фронту насадки, м/с; ρ_{Γ} и $\rho_{\text{ж}}$ – плотность газа и жидкости в рабочих условиях, кг/м³; σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, н/м; g – ускорение силы тяжести, м/с².

В условиях концевых секций Г. с. УКПГ для сетчатых и жалюзийных насадок $K \leq 0,5-0,65$. Оптимальна по нагрузке конструкция насадки, в к-рой осуществляется плечочный отвод жидкости с поперечным направлением движения газа и жидкости. Пропускная способность центробежных патрубков оценивается по параметру динамич. напора: ρW^2 или $W \sqrt{\rho}$ (где W – осевая скорость газа в корпусе патрубка, м/с). Для патрубков (представленных на рис., к, л) $\rho W^2 \leq 140$, для патрубка на рис., и, – $\rho W^2 \leq 250$.

Для обеспечения надежной работы Г. с. оборудуются средствами контроля уровня в сборнике жидкости и гидравлич. сопротивления, подогревателем сборника жидкости и предохранительным клапаном. Металлоемкость Г. с. 0,9–7 кг на 1000 м³/сут, а гидравлич. сопротивление 0,02–0,04 МПа.

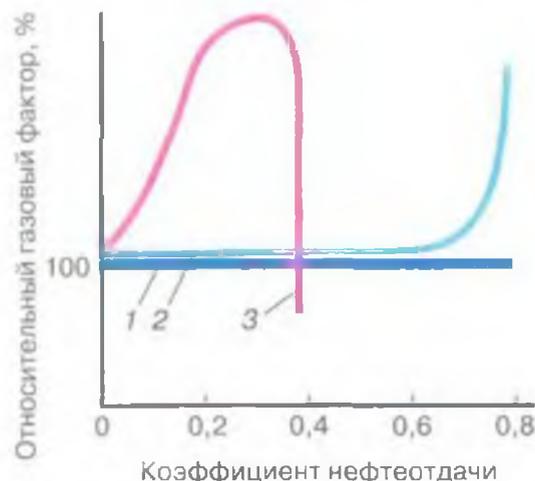
Трехфазный сепаратор (рис., ж) – аппарат для дегазации газоконденсата с одновременным отделением от последнего несмешивающихся с ним водных растворов. Используются в составе УКПГ газоконденсатных м-ний для подготовки газоконденсата к транспорту. Параметры потоков в нем зависят от режима работы УКПГ, условий транспорта газа и газоконденсата и состава пластового флюида. Для типичных условий выделение газа из газоконденсата на 1-й и 2-й ступенях сепарации УКПГ составляет 1–5% вес. Сепарация и дегазация потоков осуществляются под действием гравитационных сил (осадительные камеры и плечочные дегазаторы), а также под действием инерционных (центробежных) сил (гидроциклоны и центрифуги). Для интенсификации процессов используются коалесцирующие и каплеулавливающие элементы (напр., сетчатые насадки).

Лит.: Миляштейн Л. М., Нефтегазопромышленная сепарационная техника, М., 1992; Энергосберегающие технологии при добыче природного газа (под ред. А. И. Грищенко), М., 1996; Ланчаков Г. А. и др., Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования, М., 2000.

Л. М. Курбатов.

ГАЗОВЫЙ СЧЕТЧИК, см. в ст. *Учет потребления газа*.

ГАЗОВЫЙ ФАКТОР – содержание газа в продукции нефтяных скважин. Измеряется в м³/м, м³/т. Объем газа при этом приводится к давлению 1,01 · 10⁵ Па и температуре 20 °С. Различают первоначальный и текущий Г. ф. Первый характеризует нефтяную залежь в начале разработки, второй – на каждом ее этапе. В случае, когда пластовое давление в залежи выше *давления насыщения* (т. е. нет выделения из нефти растворенного газа), Г. ф. остается постоянным и равным первоначальному газосодержанию пластовой нефти. На Г. ф. влияет также режим работы залежи (рис.). При водонапорном режиме Г. ф. не меняется в течение всего периода разработки залежи,



Изменение газового фактора в процессе эксплуатации залежи для различных режимов: 1 – водонапорного; 2 – газонапорного; 3 – газированной жидкости.

при газонапорном – в последней стадии разработки быстро возрастает, при режиме газированной жидкости – вначале быстро повышается, затем по мере истощения залежи интенсивно падает. Значения Г. ф. могут достигать неск. тыс. м³ газа на 1 т нефти.

ГАЗОВЫЙ ЭЖЕКТОР – струйный аппарат для транспортирования (*компримирования*) низконапорного газа за счет его смешения с высоконапорным потоком. В газовой пром-сти используются для утилизации газа дегазации *газового конденсата* и нефти, интенсификации добычи или обратной закачки газа в пласт, вакуумирования аппаратов, трубопроводов и пр.

Основными последовательно размещенными элементами Г. э. являются: сопло для преобразования потенциальной энергии высоконапорного потока (газ, жидкость или их смеси) в кинетич. энергию; камера смешения для передачи энергии от высоконапорного к низконапорному потоку; диффузор для повышения давления смеси потоков за счет снижения ее скорости.

В процессе движения потоков в Г. э. возможны фазовые переходы (конденсация или испарение компонентов смеси углеводородов и образование *газовых гидратов*), а также межфазный массообмен. Геометрия проточной части Г. э. зависит

от параметров потоков и условий применения эжектора.

На условия «газ – газ» (Г–Г) сопло выполняется коническим (дозвуковые перепады давления высоконапорного газа) или в виде сопла Лавалея (сверхзвуковые перепады давления высоконапорного газа). На условия «жидкость – газ» (Ж–Г) сопло выполняется многоструйным. При изменении расхода потоков возможно применение Г. э. с регулируемые проходными сечениями сопла, камеры смешения и диффузора.

Осн. параметры, характеризующие работу Г. э.: коэффициент эжекции ($u = G_{\text{н}}/G_{\text{в}}$) – отношение массовых расходов низконапорного ($G_{\text{н}}$) и высоконапорного ($G_{\text{в}}$) потоков; степень сжатия низконапорного потока ($\varepsilon = P_{\text{с}}/P_{\text{н}}$) – отношение давления потока за диффузором ($P_{\text{с}}$) к давлению в камере смешения ($P_{\text{н}}$); относительная длина камеры смешения ($\lambda_{\text{к}} = L_{\text{к}}/d_{\text{к}}$); степень расширения высоконапорного потока ($\pi = P_{\text{в}}/P_{\text{н}}$); угол раствора диффузора $\alpha_{\text{д}}$.

Напр., эжекторы Г–Г, используемые на *Уренгойском месторождении*, имеют $\lambda_{\text{к}} = 6-8$; $\alpha_{\text{д}} = 5-8^\circ$; $\pi \leq 5$; $\varepsilon \leq 3$; $u = 0,01-0,3$. Двухступенчатые эжекторы Г–Г (для *Ямбургского месторождения*) разработаны на условия: $\pi = 5$; $\varepsilon = 3-3,1$; $u = 0,025-0,035$.

Конструкции эжекторов Ж–Г для утилизации нефтяных попутных газов выполняются с замкнутым контуром циркуляции активного потока жидкости (нефть, вода). Для одной ступени компримирования они имеют параметры: давление подачи жидкости $P_{\text{в}} = (10-50)$ МПа; $\varepsilon = 3-5$; $u = 0,005-0,05$.

Для предотвращения образования кристаллогидратов при работе Г. э. типа Г–Г в поток высоконапорного газа подается *ингибитор гидратообразования (метанол)* или используются конструкции Г. э. с обогреваемой камерой смешения.

По величине изэнтропийного кпд процесса сжатия ($\eta = 10-35\%$) струйные эжекторы менее эффективны, чем механич. компрессоры. Однако они имеют более простую конструкцию и небольшие затраты на изготовление и монтаж, что позволяет получить более высокий экономич. эффект при небольших сроках окупаемости.

Лит.: Булычев Г. А., Применение эжектирования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, М., 1989; Дюнец К. Г., Гидроприводные струйные компрессорные установки, М., 1990; Салихов Ю. Б., Грицишин Д. Н., Опыт применения и перспективы использования эжекторной техники на Уренгойском месторождении, в сб.: Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса, М., 1998; Нитишин Л. Д. и др., Регулируемый газовый эжектор на Северо-Уренгойском газоконденсатном месторождении, «Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа», 2002, № 4.

Л. М. Курбатов.

ГАЗОВЫЙ ЯЗЫК – опережающее движение газа *газовой шапки* по напластованию пород к скважинам, дренирующим нефтяную часть пласта в газонефтяной залежи, на ее локальном участке.

Негативные последствия образования Г.я. такие, как и при *языке обводнения*. Предупреждение и ликвидация Г.я. осуществляются регулированием режима работы добывающих скважин или их временной остановкой.

ГАЗОГИДРАТНАЯ ЗАЛЕЖЬ – единичное скопление в осадочном чехле земной коры *газовых гидратов*. Характеризуется крайне низкой их подвижностью даже при наличии активной миграции пластовых вод. Снизу Г.з. контактирует с подошвенной или крыльевой водой, со свободной газоконденсатной или нефтяной залежью, сверху – со свободной газовой залежью, с газонепроницаемыми пластами, а также со свободной водой (в акватории океана). Интенсивность формирования или разрушения Г.з. определяется скоростью изменения термодинамич. условий в разрезе осадочных пород, наличием свободных углеводородов в зоне *фазовых переходов*, величиной газонасыщенности пластовых вод, контактирующих с зоной фазовых переходов, и скоростью их миграции.

Общая площадь суши, перспективная для формирования Г.з., ок. 40 млн. км². О ресурсах газа в Г.з. см. в ст. *Природные газовые гидраты*.

ГАЗОГИДРАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – совокупность залежей углеводородных газов, находящихся частично или полностью в гидратном состоянии. На материках ниже Г.м. могут находиться нефтяные или газовые залежи. В этом случае целесообразно в первую очередь отбирать нефть, *свободный газ*, а затем разрабатывать Г.м. Сущность способов разработки – отбор через скважины газа, переведенного в свободное состояние повышением темп-ры выше равновесной, вводом *ингибиторов гидратообразования*, электр.ч., акустич., термохимич. и др. методами воздействия на пласт. Разработка залежей характеризуется постоянством давления газа в течение длительного периода, возможностью регулирования *пластового давления*, выделением больших объемов *свободной воды*, обогащением метана более тяжелыми гомологами, опреснением пластовых вод, понижением темп-ры залежи. См. также *Природные газовые гидраты*.

ГАЗОГИДРАТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – технологии использования процессов образования и разложения *газовых гидратов* в разл. отраслях пром-сти.

Возможности применения Г.т. на уровне патентных проработок рассматривались с нач. 1940-х гг., когда были предложены первые способы хранения газа в газогидратном состоянии.

При разработке Г.т. используется ряд физико-химич. свойств газовых гидратов: высокая плотность газа в газогидратном состоянии, эффекты фракционирования газа при образовании их из многокомпонентных газовых смесей, высокая теплота фазового перехода (близкая к теплоте фазового перехода лед – вода), цементирующие свойства их в дисперсных средах и др.

В рамках Г.т. дальнего транспорта газа разработан ряд способов: трубопроводный транспорт специально сформированных гидратных контейнеров (иногда служащих кансулами для нефти и углеводородного конденсата); применение морских гидратных танкеров (взамен танкерной перевозки *сжиженного природного газа*); системы многофазного трубопроводного транспорта продукции нефтегазоконденсатных скважин в режиме гидратообразования (гидраты являются одной из транспортируемых фаз).

Г.т. хранения газа предполагают формирование гидратов в замкнутых емкостях или неглубоких природных пластах, что позволяет концентрировать газ при относительно небольших давлениях. Вследствие большой теплоты фазового перехода образование и разложение значительных объемов газогидратов требуют существ. энергозатрат или слишком растянуты во времени. Поэтому предложенные способы транспорта и хранения газа в газогидратном состоянии пока не нашли практич. применения. Тем не менее Г.т. транспорта и хранения газа могут оказаться конкурентоспособными с традиционными технологиями. Одно из перспективных направлений – использование т.п. совмещенных технологий, позволяющих уменьшить энергетич. затраты.

Г.т. в промышленной подготовке и заводской обработке газов (природных и попутных нефтяных) включают: газогидратную осушку газа посредством выделения влаги из газа в гидратную фазу; избирательное извлечение сильно гидратообразующих компонентов (в т.ч. очистку газа от сероводорода и диоксида углерода, а также избирательное извлечение этана, пропана, изобутана и частично нормального бутана). Представляется перспективной Г.т. выделения (либо концентрирования) метана из шахтного газа, представляющего собой смесь метана и воздуха. При реализации указанных Г.т. необходимо решить ряд вопросов, напр., связанных с адгезией (слипанием) гидратов, а также окклюзией (поглощением) гидратами непрореагировавшей водной фазы. Разрабатываются варианты интенсификации Г.т. посредством ввода в газовый поток специально подобранных жидких гидратообразователей, что позволяет ускорить процесс перевода влаги и сильно гидратообразующих компонентов газа в гидратную фазу.

В развитие технологии газогидратной осушки природного газа применительно к сев. м-ниям предложена технологич. схема внутрипромыслового транспорта природного газа в режиме гидратообразования, т.е. с его предварительной осушкой (в результате перевода влаги в газогидратное состояние) в трубопроводах (в шлейфах и коллекторах сырого газа). Этот процесс, в частности, может быть осуществлен вводом на устья скважин углеводородной жидкости (фракций *стабильного конденсата*) с добавками диспергаторов и/или эмульгаторов для образования эмульсии типа «вода в масле» с последующим «загидратива-

нием» капель водной фазы и транспортом вместе с потоком газа гидратуглеводородной эмульсии до *установки комплексной подготовки газа*. Преимущество рассматриваемой Г.т. состоит в эффективном использовании холода окружающей среды. Однако здесь нерешенными остаются вопросы регенерации углеводородной жидкости (деэмульсации) и контроля технологич. процесса из-за сохраняющейся опасности отложения газовых гидратов в трубопроводах.

В развитых странах актуальна проблема уменьшения выбросов диоксида углерода в атмосферу. В связи с этим разрабатываются Г.т. по утилизации и захоронению пром. выбросов диоксида углерода в форме газовых гидратов на морском дне. Преимущество данной технологии в сравнении с другими способами утилизации состоит в том, что после отделения CO₂ от газов сжигания его можно закачивать по трубе на глубину моря, обеспечивающую формирование гидрата CO₂ при его контакте с морской водой. Он имеет плотность выше, чем морская вода, поэтому будет оседать на дне, где постепенно «растворяется» в ней, а частично перерабатывается микроорганизмами в метан и карбонатные породы. Рассматриваемая Г.т. может оказаться существ. элементом в создании замкнутых и экологически чистых систем добычи, транспорта и использования природных углеводородов с последующей утилизацией отходов.

Г.т. получения холода могут быть подразделены на 3 осн. способа: повышение давления гидратообразователя термокомпрессией, сжижение его путем плавления гидратов с последующим *дресселированием*; повышение давления гидратообразователя термокомпрессией с последующим его изотропийным расширением или дросселированием; плавление гидратов при темп-рах ниже темп-ры среды. Имеются полунром. холодильные установки, осн. на газогидратном способе получения холода.

Практич. интерес представляет Г.т. опреснения морской воды и рассолов, аналогичная известной технологии вымораживания, но при этом не требуется сильно понижать темп-ру раствора. Исходный раствор также деаэрируется, охлаждается и переводится в кристаллич. состояние (путем гидратообразования). Кристаллы газогидратов промывают от рассола, затем плавят, а полученная пресная вода дегазируется. Для осуществления этой технологии предлагается использовать газообразные и жидкие вещества (пропан, изобутан, диоксид углерода, фреоны, тетрагидрофуран и др.), образующие гидраты при достаточно высоких темп-рах (вблизи, но выше 0 °С) и низких давлениях (не выше 1,0–1,5 МПа).

Г.т. в пищевой пром-сти могут быть использованы для получения растворимых и нерастворимых порошков из растительного сырья (ягод, фруктов, овощей). Процесс осуществляется путем кристаллизации соков и их разделения при гидратообразовании на растворимые и нерастворимые остатки.

Перспективным представляется применение газогидратных капсул (гидрата CO_2 в смеси со льдом в оптимальной пропорции) для охлаждения и одновременного газирования напитков (прохладительных безалкогольных напитков, сухих вин, коктейлей). Широкого применения эта технология пока не получила.

В шахтном деле опробованы безогневые взрывные газогидратные патроны. Разложение гидратов в замкнутом объеме вызывает рост давления. Так, разложение монолитного гидрата метана может поднять давление внутри замкнутого объема до 40 МПа, а гидрата воздуха – до 10 МПа и более. Это свойство использовано при создании безогневых металлургических газогидратных патронов, которые в охлажденном виде транспортировались в шахту. В тех местах, где было необходимо произвести взрыв, бурились неглубокие шпурсы, в которые вставлялись патроны. Теплая порода разлагала гидраты внутри патронов, и через некое время происходил безогневой взрыв, после того как давление газа внутри патрона разрывало металлургическую оболочку.

В строительстве предлагалось использование цементирующих свойств газогидратов для формирования водонепроницаемых тел плотин. Процесс цементирования осуществляется закачкой смеси воды и жидкого гидратообразователя в готовую насыпь, где эта смесь затвердевает в виде гидратов. В другом способе предусматривается отсыпка тела плотины из раствора грунта и вышеуказанной смеси. При достаточной высоте плотины давление, создаваемое грунтом, должно способствовать формированию в теле плотины плотного ядра из гидратонасыщенного грунта. Эти технологии остаются пока на уровне патентных разработок, однако имеются сведения о временном укреплении стенок строящихся тоннелей (напр., при сооружении метро-тоннелей) с помощью инъекций гидратообразующих жидкостей. Цементирующие свойства газогидратов можно использовать и в технологии строительства дорог в условиях Крайнего Севера.

Лит.: Кудльский Л. А. и др., Новые методы опреснения воды, Киев, 1974; Кудряшов В. И., Бухгалтер Э. Б., Направления использования гидратного процесса в промышленности, М., 1976; Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомин В. И., Газовые гидраты, М., 1980; Смирнов Л. Ф., Технологическое использование газовых гидратов, в сб.: Природные и техногенные газовые гидраты (под ред. А. И. Гриценко и В. А. Истомина), М., 1990.

В. С. Якушев, В. А. Истомина.

ГАЗОГИДРАТНЫЙ КРИОЛИТОГЕНЕЗ, см. в ст. *Природные газовые гидраты*.

ГАЗОГОРЕЛОЧНОЕ УСТРОЙСТВО (ГГУ), горелка, – устройство для сжигания топлива с целью получения пламени. Пламя – субстанция с определенным составом, давлением, температурой, скоростью, формой и направлением, от которой осуществляется перенос теплоты к теплопринимающему телу (газ, пар, вода, металл и др.).

В горелках можно сжигать твердое (угольная пыль, опилки, соломенная крошка и др.), жидкое (мазут, керосин, дизель-

ное топливо и др.), газообразное (все виды горючих газов) и смеси разл. видов топлива (напр., природный газ с мазутом и др.).

ГГУ классифицируются по разл. признакам: способу подачи компонентов [воздуха – за счет свободной конвекции, разрежения в рабочем пространстве теплотехнич. устройства (ТУ), инъекции газом; газа – за счет инъекции воздухом]; степени подготовки горючей смеси (без предварительного смешения, с частичной подачей первичного воздуха, с неполным и полным предварительным смешением); скорости истечения (м/с) *продуктов сгорания* (низкая до 20; средняя от 20 до 70; высокая св. 70 – т. н. скоростные горелки); характеру потока, истекающего из горелки (прямоточный, закрученный неразомкнутый и разомкнутый); номинальному давлению (Па) перед горелкой (низкое – до 5 тыс.; среднее – до критич. перепада; высокое – критич. и сверхкритич.); возможности регулирования характеристики факела (с регулируемым и регулируемым); необходимости регулирования *коэффициента избытка воздуха* (с регулируемым – минимальным и оптимальным; с регулируемым – переменным и повышенным); локализации зоны горения (в огнеупорном туннеле, в камере горения, на поверхности или в слое катализатора; в зернистой огнеупорной массе; на керамич. или металлургич. насадках, в камере горения агрегата или в открытом пространстве); возможности использования теплоты продуктов сгорания (без подогрева воздуха и газа; с подогревом в автономных или встроенных рекуператоре или регенераторе); степени автоматизации (с ручным, полуполуавтоматич. или автоматич. управлением).

Обычно пользуются более упрощенной классификацией по способу подачи воздуха и коэф. избытка первичного воздуха (α_1): диффузионные ($\alpha = 0$); инъекционные ($\alpha_1 > 1$ и $\alpha_1 < 1$) и с принудительной подачей воздуха (дутьевые).

ГГУ имеют разнообразное конструктивное оформление и в зависимости от области применения (энергетика, промышленность, сельское хозяйство, коммунально-бытовой сектор), вида технологич. процесса (сушка, обжиг, плавление, пищеприготовление и т. п.), конструкции и назначения ТУ (шахтные, с открытым подом, камерные, вертикальные, горизонтальные, вращающиеся и др.) могут обладать несколькими классификационными признаками с разл. характеристиками.

Диффузионные ГГУ (рис. 1, а) наиболее простые. Газ вытекает из отверстия, процессы смешения его с воздухом и горение протекают одновременно по диффузионному принципу. Недостатки – длинное низкотемпературное пламя, коптящее при использовании углеводородных газов, химич. неполнота горения, особенно при сжигании высококалорийных газов. Преимущества таких горелок – простота конструкции и небольшая себестоимость.

Инъекционные горелки в зависимости от α_1 делятся на 2 группы.

В инъекционных ГГУ с $\alpha_1 > 1$ (рис. 1, б) воздух засасывается в горелку

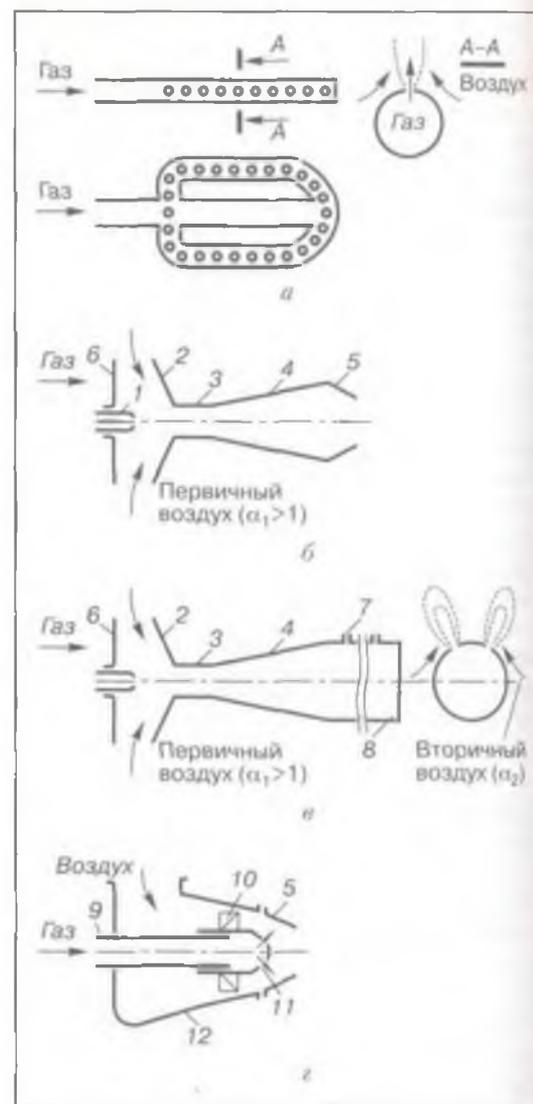


Рис. 1. Схемы горелок: а – диффузионная; б–в – инъекционные (б – $\alpha_1 > 1$, в – $\alpha_1 < 1$); г – с принудительной подачей воздуха; 1 – сопло; 2 – инжектор; 3 – горловина; 4 – диффузор; 5 – насадок; 6 – воздушная заслонка; 7 – огневые отверстия; 8 – коллектор; 9 – газораспределительное устройство; 10 – завихритель; 11 – отверстия для выхода газа; 12 – корпус.

за счет кинетич. энергии высокоскоростного потока газа в кол-ве, необходимом для полного сгорания газа. В таких горелках не требуется подвод вторичного воздуха. Горение осуществляется по кинетич. принципу. Пламя короткое, высокотемпературное. Для них характерно постоянство α_1 независимо от давления газа, низкая устойчивость перед проскоком и открытием пламени. Они требуют применения стабилизаторов пламени. Широко применяются в печах разл. назначения и котлах. Такие горелки предназначены для сжигания природного и искусств. газов, а также их смесей в нагревательных и термич. печах, а также ТУ, в которых нецелесообразна принудительная подача воздуха, и для внепечного нагрева (ГГУ инфракрасного излучения). Имеют разнообразное конструктивное оформление: прямые и угловые смесители, охлаждаемые водой насадки, пластинчатые и конусные стабилизаторы, керамич. излучатели и др.

В инъекционных ГГУ с $\alpha_1 < 1$ (рис. 1, в) осуществляется 2-ступенчатая схема подачи воздуха на горение: первичный воздух подсаживается за счет кинетич. энергии низкоскоростного потока га-

Таблица. Классификация горелок по способу подачи воздуха и степени подготовки горючей смеси

Класс горелки	Коэффициент избытка воздуха, α
Горелки с принудительной подачей воздуха с полным предварительным смешением; инжекционные горелки с полным предварительным смешением	$\leq 1,05$
Горелки с принудительной подачей воздуха с неполным предварительным смешением	от 1,05 до 1,15
Горелки с принудительной подачей воздуха без предварительного смешения; горелки с подачей воздуха за счет разрежения без предварительного смешения	$\geq 1,15$

за (давление газа не более 2 кПа), а вторичный воздух подается извне (принудительно или диффузионно). Такие горелки требуют организ. подачи вторичного воздуха или разрежения в топочной камере, обеспечивают сжигание газа по смешанному кинетическо-диффузионному принципу, имеют большую (чем инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$) длину и меньшую темп-ру пламени, устойчивы перед проскоком и отрывом пламени. Инжекционные горелки этого типа широко применяются в лабораториях, бытовых газовых плитах, проточных и емкостных водонагревателях, для обогрева теплиц, в качестве запальных устройств в топках котлов, печей, в автоматич. газогорелочных блоках, для лучшего местного нагрева открытым пламенем разл. металлич. деталей (в т.ч. перед пайкой и лужением), для обжига краски и др. целей в быту и на произ-ве.

В ГГУ с принудительной подачей воздуха (рис. 1, 2) необходимый для горения воздух нагнетается в горелки вентилятором, воздуходувкой или компрессором. Газ из газопровода подается в газораспределительное устройство, а из него через сопла вытекает в закрученный поток воздуха, где происходит их смешение. Подготовленная газоздушная смесь выдается через насадок к месту сжигания. Эти горелки, как и инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$, оснащены стабилизаторами пламени. К особенностям горелок этого типа относятся: возможность использовать любые расходы газа или теплоту предварительно подогретого (подаваемого для горения) воздуха, обеспечить сжигание газа как по кинетическому, так и по промежуточному принципу (в зависимости от вида смесителя), работать при любом давлении в топке; необходимость устанавливать клапан блокировки, отключающий подачу газа при прекращении по-

дачи воздуха: наличие воздухопроводов (кроме газопроводов) в системе обвязочных коммуникаций ТУ в рабочем режиме регулирования соотношения расходов газа и воздуха для поддержания заданного коэф. избытка воздуха; меньшая уд. металлоемкость по сравнению с инжекционными ГГУ; обладание, как правило, большим коэф. предельного регулирования.

Смешение газа с воздухом зависит от конструкции горелки и ее смесителя (рис. 2). Имеются горелки с хорошим предварительным смешением. Такие горелки обеспечивают горение газа, близкое к кинетическому, и создают в топке короткое пламя с высокой темп-рой. Для получения более длинного пламени применяют внеш. смешение газа с воздухом, иногда переносимое в топочное устройство. Регулировать длину пламени можно, изменяя качество смешения газа с воздухом. Чтобы сократить длину пламени, надо обеспечить хорошее предварительное смешение.

Газовые горелки с принудительной подачей воздуха применяются для сжигания всех видов горючих газов, т.к. они позволяют создавать пламя (факелы) разл. длины, формы, жесткости, светимости, температурного поля, с окисли-

тельной (восстановительной) атмосферой и с др. необходимыми свойствами, требующимися в теплотехнологич. процессах (сушка, обжиг, плавление, нагрев, термообработка, отопление и др.). Тепловая мощность их от 0,15 до 25 МВт и выше. В них могут сжигаться одновременно разл. виды топлив. Их конструктивное оформление от простейших (типа «труба в трубе») до сложных автоматизиров. газогорелочных блоков, являющихся по сути энергетич. машинами, к-рые применяются для дожигания загрязненных оксидами азота выхлопных газов газовых турбин в водотрубных котлах (рис. 3).

В автоматич. горелках выполняются след. операции: пуск по программе в зависимости от мощности горелки (включая продувку камеры горения и дымоходов), перевод в рабочее состояние, регулирование тепловой мощности, контроль параметров безопасности горелки и тепловой установки, выключение при недопустимых отклонениях контролируемых параметров.

ГГУ всех типов должны отвечать требованиям экономного использования топлива, обеспечивать коэф. избытка топлива, не превышающие значений, приведенных в табл.

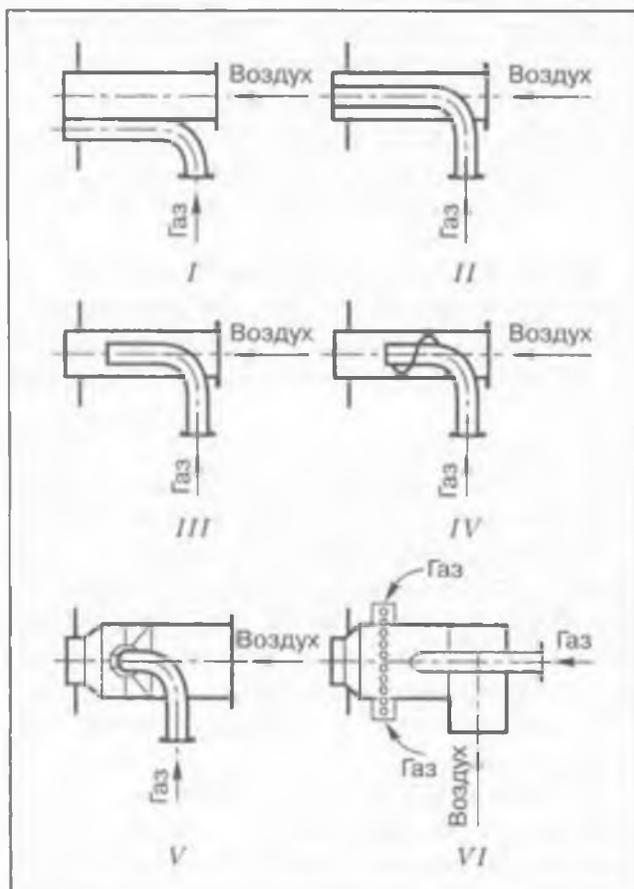


Рис. 2. Схемы горелок с принудительной подачей воздуха.

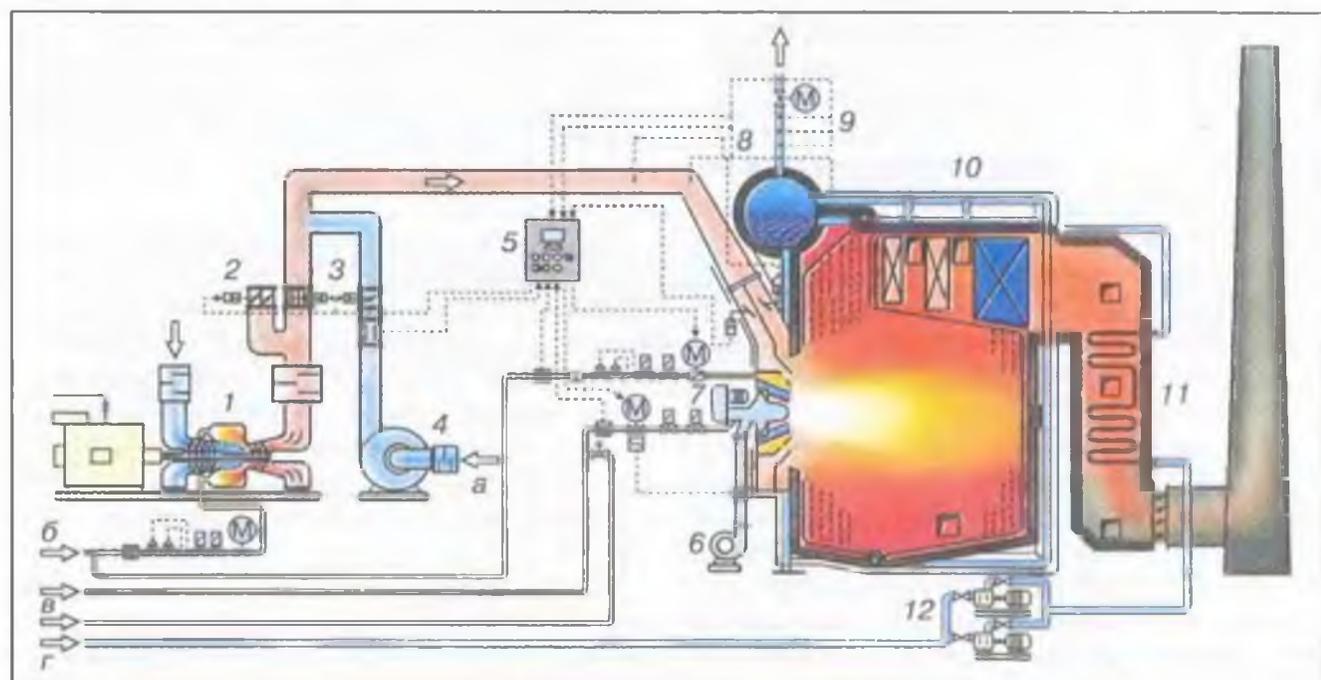


Рис. 3. Система дожигания выхлопных газов газовых турбин с применением автоматизированных горелочных блоков в водогрейном котле: 1 – газовая турбина с генератором; 2 – резервная дымовая труба с заслонкой; 3 – переключение заслонок на режим «уходящие газы газовой турбины/свежий воздух»; 4 – вентилятор с шумоглушителем; 5 – устройство регулирования горения топлива; 6 – вентилятор охлажденного воздуха и воздуха распыления; 7 – горелочное устройство для сжигания уходящих газов газовой турбины, газа и жидкого топлива; 8 – дифференциальная регулировка давления с установкой заданного значения; 9 – регулировка нагрузки котла; 10 – водотрубный котел; 11 – экономайзер; 12 – питательный насос; а – свежий воздух; б – природный газ; в – жидкое топливо; г – питательная вода.

Допускаемое увеличение коэф. избытка воздуха в диапазоне рабочего регулирования мощности (за исключением пусковых режимов) не должно превышать 0,2.

Потери теплоты от химич. неполноты сгорания на выходе из камеры горения теплового агрегата или установки в диапазоне рабочего регулирования горелки не должны быть св. 0,4%.

Лит.: Стаскевич Н.Л., Севери-нец Г.Н., Вигдорчик Д.Я., Справочник по газоснабжению и использованию газа, Л., 1990; Ахмедов Р.Б., Брюханов О.Н., Лисиенко В.Г. и др. Рациональное использование газа в промышленных установках, СПб., 1995.

А.И. Плужников.

ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ газовых скважин – получение информации о термобарич. параметрах работы скважины (давление, темп-ра) на разл. режимах или дебитах газа, устанавливаемых в процессе испытания, с помощью спец. измерительного комплекса.

К измеряемым параметрам относятся давления: устьевые статич. (остановленная скважина) и динамич. (работающая скважина); забойные (пластовые и динамич.), затрубные (за колонной лифтовых труб), межколонные (за *обсадной колонной*). Для измерения давлений на устье скважины используют образцовые манометры. Забойные давления измеряются глубинными манометрами или рассчитываются по *устьевым давлениям*. Измерение давлений всегда сочетается с одновременным измерением температуры (устевой, забойной). Дебит газа на устье газовой скважины измеряется спец. диафрагменными измерителями. Кол-во жидкой фазы в продукции скважины измеряется с помощью спец. сепарационных установок – передвижных или стационарных на *установках комплексной подготовки газа* (УКПГ). Кол-во твердых примесей в потоке газа на устье скважины измеряется с помощью спец. малогабаритных сепарационных установок – породоуловителей («Надым» и др.) или установок, использующих акустич. способы («Режим ПНА-1» и др.). Одновременно с измерением кол-ва газа, жидкости, механич. примесей производится отбор их проб для последующего лабораторного анализа.

Режимы работы газовой скважины устанавливаются либо на устье с помощью штуцеров (диафрагм), либо на замерных линиях УКПГ.

Испытание скважин проводят с выпуском (и сжиганием) газа в атмосферу (если это разрешено экологич. условиями) либо при работе скважины в газопровод. За период 1990–2000 среднегодовые выбросы газа в атмосферу при освоении и испытании газовых скважин составили 1–2,5 млрд. м³ (0,2–0,3% от годовой добычи). Для сокращения этих выбросов разрабатываются и применяются разл. технологии и технич. средства утилизации газа, особенно при испытании разведочных скважин.

Г.м.и. по характеру режимов работы скважин при испытании подразделяются на методы исследования: при стацио-

нарных режимах фильтрации (работы скважины) – *метод установившихся отборов*; при нестационарных режимах фильтрации – *газодинамический каротаж* скважин.

При проведении газодинамич. исследований скважин используются спец. приборы и оборудование, позволяющие регистрировать разл. параметры работы скважины: давление, темп-ру, расход газа (дебиты) и др. В процессе исследований регистрируются разл. диаграммы.

Термограммы представляют результаты измерения темп-ры газового потока в скважине по высоте вскрытой части пласта и в стволе скважины с помощью глубинных термометров. По результатам обработки термограмм устанавливают профиль притока газа в скважину из вскрытой части пласта (дебитограмму) при разл. режимах испытания.

Дебитограмма характеризует распределение *дебита* газовой скважины по отд. работающим интервалам вскрытой скважиной продуктивной толщи. Для ее построения используют разл. прямые (глубинные расходомеры) и косвенные (термограммы, акустич. методы и др.) методы.

Дистанционные глубинные комплексы (ДГК) – измерительно-обрабатывающие комплексы, к-рые включают глубинные приборы для измерения в скважине давления, темп-ры, скорости потока газа, плотности газа, ее диаметра и др. и аналогово-цифровые станции для обработки показаний измерительных приборов и представления результатов в цифровой форме.

В России используют ДГК, в к-рых глубинные приборы спускаются в скважину под давлением на многожильном кабеле: «Метан-2» (дебитометр), «Глубина-1» (давление, темп-ра, скорость), «Дебит-1» (давление, темп-ра, скорость, диаметр скважины), «Пласт-1» (давление), «Гелий-1» (темп-ра) и др.

Для измерения давлений и темп-р часто используют спаренные глубинные манометры и термометры с местной регистрацией, спускаемые в скважину под давлением на спец. проволоке диаметром (1,6–2,5)·10⁻³ м.

Для спуска глубинных приборов в скважину на кабеле или проволоке под устьевым давлением используются *лубрикатеры*, к-рые устанавливаются на устье скважины. Для спуска их на проволоке используют лебедки, установленные на шасси автомобилей, а для спуска на кабеле необходима буровая или эксплуатационная вышка, либо передвижная установка.

С помощью шумомера измеряют расход (скорость истечения) газа на основе установленных экспериментально соотношений между скоростью струи газа и генерируемых ею уровней шума или уровня звукового давления. Дебит фонтанирующей газовой скважины определяется с помощью наземных стандартных шумомеров, предназначенных для измерения стационарных акустич. шумов (напр., Ш-63), и использования спец. методики. Разработан опытно-пром. образец глу-

бинного шумомера для установления профиля притока газа в скважину (дебитограммы).

Диафрагменный измеритель критического течения газа позволяет измерять расход газа (дебит скважины). Он устанавливается на устье скважины при ее испытании в случае, когда газ при испытании сбрасывается в атмосферу (или на факел). При этом на измерительной диафрагме скорость газа равна критической (т.е. скорости звука). Сменой шайб (диафрагм) устанавливаются разл. режимы испытания.

Лит.: Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин, М., 1995.

Г.А. Зотов.

ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ газа – методы, осн. на измерении и обработке технологич. показателей разработки объекта, характеризующих изменение во времени *пластовых давлений*, периодически замеряемых на остановленных скважинах.

Обработка экспериментальных значений изменения пластового давления по скважине проводится на основе разл. математич. моделей процесса извлечения газа из пласта. По типу использованных моделей все методы подразделяются на две группы.

Первая группа методов использует балансовые модели – разл. модификации *уравнений материального баланса* (УМБ), описывающих изменение средневзвешенного по газонасыщенному объему пластового давления в зависимости от отобранного кол-ва газа. Это классич. метод определения запасов газа по падению пластового давления.

Сложности использования этих методов связаны с необходимостью учета в УМБ разл. физич. явлений в газонасыщенном пласте при снижении пластового давления (изменение газонасыщенного объема за счет сжимаемости, поступления воды, выпадения конденсата и др.), а также с неоднозначностью определения средневзвешенных давлений при отсутствии информации по пластовым давлениям в отд. зонах пласта.

Разновидностью этих методов является использование УМБ для оценки запасов газа в зонах дренажа отд. скважины или их групп (метод удельных объемов дренажа).

Вторая группа методов использует более сложные, но более точные адаптационные математич. компьютерные модели разрабатываемых пластов, в к-рых производится анализ всей совокупности технологич. показателей с целью уточнения модели, включая запасы газа и др. характеристики пласта (подробно см. в ст. *Моделирование геотехнологических процессов*).

Разработаны разл. алгоритмы адаптации, включая и алгоритмы изучения объектов с нечетким описанием их характеристик.

Г.м.о.з. газа принципиально отличаются от других методов – разл. модифи-

каций объемного метода определения запасов газа, осн. на построении геологич. моделей м-ний с использованием всей имеющейся геологич. информации. Принципиально важным элементом в этом методе является разделение горн. пород, слагающих м-ние, на коллекторы и неколлекторы. В объемном методе учитываются запасы газа только в пластах-коллекторах. При разработке м-ний реализов. *системой размещения* эксплуатационных скважин образуется *дренажная область*, к-рая может затронуть весь газонасыщенный объем пластов-коллекторов или только их часть. При особых условиях дренажная область может затронуть часть пластов-неколлекторов.

В связи с этим газодинамич. методы оценивают на определенном этапе разработки дренируемые запасы газа в м-нии. Они, как правило, меньше или равны запасам газа, определенным объемными методами. Однако имеется много примеров, когда дренируемые запасы газа оказываются больше, чем первоначально подсчитанные объемным методом (напр., Шебелинское газовое м-ние на Украине и др.).

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Гриценко А. И. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ газовой скважины – один из *газодинамических методов исследования* скважин, при к-ром фиксируется изменение *забойного давления* в скважине при смене режимов испытания (при пуске в эксплуатацию или остановке).

Различают след. виды Г.к.: снятие кривых стабилизации забойного давления (КСД) при пуске скважины в эксплуатацию, кривых восстановления забойного давления (КВД) при остановке скважины; кривых «пъезо-прослушивания» (КПП) – изменение забойного давления в регистрирующей скважине-пъезометре при пуске в эксплуатацию соседней скважины (или нескольких скважин).

Для каждого вида Г.к. разработаны соответствующие методы их интерпретации (обработки), осн. на математич. (в т.ч. аналитич.) моделях нестационарной фильтрации газа.

Г.к. позволяет изучить характеристики пласта в *дренажной области* скважины: агрегатные параметры газопроводности и пьезопроводности, *скин-эффект*, тип *коллектора* (трещиновато-пористый или поровый), макронеоднородность дренажной обл., в частности наличие зон с др. характеристиками, включая газодинамич. экраны.

Метод «пъезо-прослушивания» газонасыщенного пласта (гидропрослушивание для пластов, насыщенных жидкостью) – эффективное средство установления газодинамич. связи между разл. парами скважин и ее количеств. характеристики. Успешное применение метода в большой

степени зависит от чувствительности и точности приборов, измеряющих давление в регистрирующих (реагирующих) скважинах.

Метод получил широкое распространение для нефтяных и водоносных пластов. Известно неск. модификаций метода, отличающихся друг от друга режимом работы возбуждающей скважины (пуск или остановка, изменение режима работы и др.) или группы скважин. Использование метода для газовых скважин стало возможным в связи с появлением высокоточных электронных глубинных манометров.

Г.к. относится к спец. группе исследований газовых скважин, к-рые основываются на изучении распространения в горн. породах разл. физич. полей. В зависимости от рода этих полей различают промышленные геофизические методы – электрич., радиоактивный, акустич., магнитный, термич. каротаж.

В Г.к. изучаются газодинамич. поле давлений, изменение к-рых в газонасыщенных пластах характеризует их газодинамич. (фильтрационные) параметры.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Николаевский В. Н. и др., Механика насыщенных пористых сред, М., 1970; Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995.

Г. А. Зотов.

ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ (ГИС) магистральных газопроводов – совокупность технологич. оборудования и комплекс измерительных средств и систем для коммерческого учета объемного расхода газа, приведенного к *стандартным условиям*, поставляемого крупным потребителям или районам. Рассчитаны на давление газа до 10 МПа и темп-р 240–350 К. На ГИС предусматривают: очистку газа с помощью пылеуловителей или фильтров; струевыпрямители газовых потоков измерительных трубопроводов (при необходимости); входную и выходную коллекторные системы; пробоотборное устройство для химич. анализов

газа; стандартные диафрагмы диафрагменных расходомеров; диафрагменные и турбинные расходомеры и ротационные счетчики; комплекс показывающих и регистрирующих измерительных приборов, а также анализаторов качества газа (*плотность, вязкость, влажность, теплота сгорания*) с дополнительными средствами и устройствами дистанционного измерения физич. параметров газа; технологич. сигнализацию; устройства телемеханики и связи. КИП и автоматика, аппаратура сигнализации, телемеханики, связи и анализаторы качества газа размещаются в отопляемых блок-боксах. Электропитание, электроосвещение, молниезащита и защита от статич. и индукционного электричества, а также средства *электрохимической защиты* предусматриваются в соответствии с требованиями *газораспределительных станций*.

Осн. критерий оптимального размещения ГИС в *газотранспортных системах* – достоверность и воспроизводимость расходоизмерительных процессов и обеспечение высокой степени точности измерения объемного расхода и коммерч. учета газа при его добыче, транспортировке, хранении, переработке и распределении потребителям.

В состав ГИС входят осн. технологич. блоки и устройства (рис.): блок входа газа содержит входную коллекторную систему в подземном или надземном исполнении с устройством для сбора и удаления конденсата или жидкости (при необходимости) в виде расширительной камеры или сепаратора; местные гидравлич. сопротивления в виде *запорной арматуры*; устройство (не менее 2) для продувки прямых участков измерительных трубопроводов (ИТ); струевыпрямители газовых потоков на входе ИТ; стандартные диафрагмы, турбинные расходомеры или ротационные счетчики (по числу ИТ); пробоотборное устройство выходной коллекторной системы надземного исполнения с соответствующей запорной арматурой.



Принципиальная схема газоизмерительной станции: 1 – пылеуловители, сепараторы, фильтры для удаления конденсата (жидкости); 2, 10 – входная и выходная коллекторные трубопроводные системы; 3, 9 – входные и выходные краны, задвижки; 4, 8 – патрубки с вентилями для продувки входных и выходных измерительных трубопроводов; 5, 7 – входные и выходные участки стабилизации газовых потоков измерительных трубопроводов (при необходимости для входных участков применяют струевыпрямители); 6 – стандартные диафрагмы, турбинные расходомеры или ротационные счетчики газа; 11 – пробоотборное устройство для подключения соответствующих средств измерений газа; 12, 13, 14, 15 – средства соответственно для измерения местного контроля, дистанционной передачи измерений, непрерывного измерения и регистрации физико-химических параметров газа, вычислительной техники.

Исполнение технологич. и расходоизмерительных частей ГИС должно соответствовать требованиям действующих гос. и ведомств. нормативно-технич. документов, а ГИС, оснащаемые импортным оборудованием, сооружаются по согласованию с Госстандартом России.

ГИС предусматриваются на: *газовых промыслах* – на выходе *установки комплексной подготовки газа*, выходе (входе) *дожимной компрессорной станции*, при подаче газа для собств. нужд пром. при подаче топливного и пускового газа для работы *газоперекачивающих агрегатов дожимной компрессорной станции*; *линейной части газопроводов* – в узловых точках систем (при слиянии или разветвлении газовых потоков, кольцевании газопроводов), точках поставки-приемки газа (на «границах» систем газопроводов); *компрессорных станциях* – на выходе или входе, в точках подачи газа, потребляемого на собств. нужды (газовые двигатели электростанций, котельные) и при подаче топливного и пускового газа для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции; *станциях подземного хранения газа* – при закачке и отборе газа в точках подачи газа, потребляемого на собств. нужды, при подаче топливного и пускового газа для работы компрессорных цехов; *газоперерабатывающих заводах* – в точках приема газа (при поступлении его на установки подготовки и переработки), при выходе газа с завода, в точках подачи газа, потребляемого на собств. нужды.

На ГИС измеряются и контролируются след. показатели: давление и темп-ра газа в коллекторных системах (входной и выходной) и пробоборном устройстве (манометры, жидкостные термометры расширения), давление, перепад давления и темп-ра газа на каждом ИТ, каждой стандартной диафрагме, а также на каждом турбинном расходомере и ротационном счетчике (при наличии) посредством приборов с непрерывной или периодич. регистрацией; плотность газа при стандартных условиях не реже 1 раза в сут (пикнометрич. метод, вибрационный плотномер); *точка росы по воде и углеводородам* при рабочих условиях не реже 2 раз в сут; часовой оперативный объемный расход газа при стандартных условиях, а также среднесуточные значения давления и темп-ры (не реже, чем через 2 ч); среднесуточный коммерч. объемный расход газа (1 раз в сут); компонентный состав газа хроматографич. методом, содержание в поставляемом газе *меркаптанов* и сероводорода, низшая теплота сгорания газа (не реже 2 раз в мес).

Периодич. дистанционное измерение выполняют средствами связи или телемеханики для передачи диспетчерским службам след. информации: текущее рабочее давление и рабочая темп-ра; текущий и среднесуточный объемный расход (кол-во) газа.

Автоматич. коммерческий учет газа реализуется расчетами и суммированием текущих объемных расходов газа, приведенных к стандартным условиям, средст-

вами аналоговой или цифровой вычислительной техники с учетом требований ГОСТов и правил.

Хозрасчетные ГИС подвергаются внеочередным проверкам и поверкам: по требованию заинтересов. стороны; для проверки исправности средств и устройств измерения; при вводе в эксплуатацию после ремонта и хранения расходоизмерительной аппаратуры; для контроля результатов периодич. проверок средств измерений и проверок ИТ; при повреждении клейма, пломбы или утрате технич. документов, подтверждающих прохождение средств измерений и устройств периодич. поверки.

Эксплуатация и технич. обслуживание ГИС осуществляются службой КИП и автоматики в соответствии с действующими гос. и ведомств. нормативно-технич. документами. Обязательными технич. документами для ГИС являются: исполнительная технич. документация; аттестат расходоизмерительной системы; акты периодич. проверок стандартных диафрагм и прямых участков каждого измерительного трубопровода; протоколы гос. поверок и акты периодич. и внеочередных поверок средств и устройств измерений; паспорта средств и устройств измерений, применяемых в расходомерных измерительных системах, в т.ч. планиметров; журнал периодич. поверок планиметров; принципиальная схема технологич. и измерительной части.

Аттестат расходоизмерительной системы ГИС составляется службой КИП и автоматики линейно-производств. упр.ния с утверждением руководителя производств. предприятия с согласованием метрологич. организации ОАО «Газпром» на основе параметров и характеристик ИТ, технологич. части средств измерений.

З. Т. Галиуллин, А. П. Подкопаев.

ГАЗОКОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА, см. *Газоперекачивающий агрегат*.

ГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ЗАЛЕЖЬ – единичное скопление в недрах газообразных углеводородов, в к-ром в парообразном состоянии находятся бензинокеросиновые и реже более высокомолекулярные компоненты; часть из них при изотермич. снижении *пластового давления* выпадает в виде *газового конденсата*. К Г.з. обычно относят залежи с содержанием конденсата не ниже 5–10 г/м³. Г.з. могут быть приурочены к любым *ловушкам* и *коллекторам*.

По источнику жидких углеводородов выделяют: первичные Г.з. – образованы на глубинах св. 3,5 тыс. м без участия нефтяных скоплений; вторичные Г.з. – формируются за счет обратного испарения части нефтяной смеси. По термобарич. состоянию различают Г.з. насыщенные (пластовое давление равно *давлению начала конденсации*) и ненасыщенные (давление начала конденсации меньше *пластового*).

Образование Г.з. связано с *ретроградными явлениями* (обратным испарением и обратной конденсацией), осн. на способности жидких углеводородов при определенных термобарич. условиях растворяться в сжатых газах и конденсиро-

ваться из последних при снижении давления.

Г.з. характеризуется содержанием *стабильного конденсата*, *давлением максимальной конденсации* при разл. темп-рах и давлении начала конденсации, *составом пластового газа* и конденсата, *потенциальным содержанием конденсата* и т.д. Обычно определяют выход конденсата (г/м³) – кол-во жидкой фазы, выделяющееся из 1 м³ газа при определенном давлении и темп-ре в промысловых условиях (т.н. сырой конденсат). Содержание стабильного конденсата, из к-рого удалены растворенные газы, для различных Г.з. колеблется от 5–10 до 500–1000 г/м³.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

И. С. Старобинец.

ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

– одна или неск. *газоконденсатных залежей*, приуроченных к единой ловушке. Нек-рые залежи могут сопровождаться небольшими *нефтяными оторочками* непром. значения. Г.м. подразделяют на *однозалежные* и *многозалежные*. В последних (обычно в верх. части разреза) часто имеются скопления газа, практически не содержащие конденсата. Г.м. обнаружены в пределах нефтегазоносных басс. платформенного типа и складчатых областей. Г.м. характеризуется: газовым состоянием системы в каждой залежи (отсутствие или наличие нефтяной оторочки, даже незначительной); изменением в пределах Г.м. кол-ва *газового конденсата* (г/м³), выделяющегося при разл. давлениях и темп-рах (изотермы и изобары конденсации), и т.д. Содержание *стабильного конденсата* (г/м³), *давление максимальной конденсации* и *давление начала конденсации* обычно возрастают сверху вниз по разрезу Г.м. по мере увеличения глубины залегания залежи и *пластового давления*. Для Г.м. давление макс. конденсации варьирует в диапазоне 5–7,5 МПа, изредка превышает 10 МПа. Состав *пластового газа* колеблется в широких пределах. Осн. компонент газов большинства Г.м. – метан (70–95 % мол.); весьма редко встречаются Г.м., в к-рых жидкие углеводороды растворены в сжатом углекислом газе (75–90 % мол.). Содержание гомологов метана (C₂H₆ + высшие) в пластовом газе 4–25% мол.; H₂S 0–30%; N₂ 0,2–7%; C₅H₁₂+высш (конденсата) 0,4–10% мол. В конденсатах многопластовых м-ний сверху вниз по разрезу обычно снижается содержание метановых и возрастает концентрация ароматич. углеводородов.

При разработке Г.м. возможны потери (выпадение) конденсата в пласте при снижении давления, особенно значительные при содержании стабильного конденсата св. 200 г/м³. Для снижения потерь конденсата эксплуатация Г.м. осуществляется с помощью *сайклинг-процесса*. Но и в этом случае (из-за несоответствия кол-в закачиваемого и добываемого газа, неполного охвата пласта процессом вытеснения) полностью предотвратить потери не удается. В процессе разработки Г.м.

наблюдаются *фазовые переходы* в пластовых смесях. Вследствие этого состав добываемого газа непрерывно меняется. Для извлечения конденсата из добываемого газа в промышленных условиях применяют низкотемпературные сепарационные и адсорбционные установки. Если в газе содержится мало конденсата или запасы его невелики, Г. м. разрабатываются как обычные газовые. Подавляющее большинство Г. м. мира принадлежит к м-ниям смешанного типа, т. е. наряду с газоконденсатными содержат газовой и нефтяные залежи или оторочки. Наиболее известные Г. м. в России – *Уренгойское месторождение, Вуктыльское месторождение, Оренбургское месторождение.*

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

И. С. Старобинец.

ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ – залежь, содержащая газоконденсатную шапку и нефтяную оторочку пром. значения. Состоит из двух термодинамич. равновесных фаз: газообразной (в к-рой в парообразном состоянии находится нек-рое кол-во бензинокеросиновых компонентов) и жидкой (нефти). Г.-н. з., как правило, распространены в ниж. частях продуктивного разреза нефтегазосносных басс. По сравнению с обычными газоконденсатными залежами газовая фаза Г.-н. з. отличается более высоким содержанием конденсата. Для залежей характерны близость нефтей и конденсатов по углеводородному составу. Обычно в газовой фазе Г.-н. з. концентрируются более легкокипящие метановые (обогащенные разветвленными изомерами) и циклопентановые углеводороды; содержание ароматич. углеводородов снижается. Содержание *газового конденсата* от сводовой части залежи к *газонефтяному контакту* обычно увеличивается в результате влияния *нефтяных оторочек* и роста *пластового давления*. Параллельно изменяется состав конденсата – в нем увеличивается концентрация ароматич. углеводородов и снижается выход легкокипящих фракций. Выход конденсата для разл. Г.-н. з. изменяется от 50–100 до 1000 г/м³, т. е. выше, чем в газоконденсатных залежах без нефтяных оторочек (при близких термобарич. условиях залегания). В формировании нефтяных оторочек Г.-н. з. определенную роль играют ретроградные процессы (обратной конденсации и обратного испарения). В этих случаях оторочка образуется в результате выпадения жидких углеводородов из газоконденсатной смеси при достижении ею *ловушки* и снижении давления и темп-ры ниже критической или в самой газоконденсатной залежи в результате снижения пластового давления из-за ухода части газа через *покрышку*, при тектонич. процессах и пр. (нефтяные оторочки газоконденсатного генезиса). Нефти подобных залежей обладают, как правило, низкой плотностью (785–810 кг/м³), высоким выходом бензинокеросиновых фракций (до 300 °С 60–90%), низкой смолистостью (0,5–10). Др. группа нефтяных оторочек Г.-н. з. образуется в результате поступления в нефтяную за-

лежь высоконапорного газа и обратного испарения части легкокипящих фракций содержащейся в ловушке нефти (т. н. остаточные нефтяные скопления). В этом случае нефти (по сравнению с нефтями однофазных залежей данного региона) характеризуются относительно более высокой плотностью, меньшим выходом светлых фракций и большим содержанием смолистых веществ. Возможно наличие в Г.-н. з. нефтяных оторочек смешанного генезиса.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

И. С. Старобинец.

ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – м-ние, содержащее газоконденсатные и нефтяные залежи; последние – в виде самостоятельных скоплений или крупных оторочек пром. значения. Г.-н. м. широко распространены в разл. нефтегазосносных басс. Из-за *фазовых переходов* при снижении *пластового давления* эксплуатация Г.-н. м. производится с поддержанием или без поддержания пластового давления. Возможно неск. вариантов: отбор в начальный период эксплуатации только нефти (в этом случае надолго консервируется газовая часть м-ния); отбор гл. обр. газа (при этом отмечают потери нефти вследствие разгазирования и размазывания ее по порам, ранее занятым газом); одновременный отбор нефти и газа и др.

Наиболее рациональный способ Г.-н. м. – одновременный отбор всех полезных ископаемых с применением *сайклинг-процесса* или заводнения. Г.-н. м. в России: *Новопортовское месторождение, Бованенковское месторождение, Восточно-Таркосалинское месторождение* и др.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ, газопроизводящие породы, – осадочные и осадочно-вулканогенные породы, содержащие *органическое вещество* (ОВ), к-рое в ходе геологич. эволюции вследствие изменения термобарич. условий в земных недрах образует углеводородные и неуглеводородные газы и битумоиды. Такие породы являются газо- и/или нефтегазоматеринскими в широком смысле. В более узком смысле под (газо- и нефте-) материнскими понимают органоминеральные комплексы пород, в к-рых масса и объем генерации органич. подвижных соединений были достаточными для формирования значительных по массе и объему (запасам) скоплений газа и нефти в *коллекторах*.

Газо- и нефте(битумо)продуцирующие свойства органоминеральных комплексов пород определяются условиями седиментогенеза и диагенеза, содержанием, морфологич. особенностями, генетич. типом, составом и уровнем катагенетич. преобразованности ОВ.

Выделяются след. обстановки осадконакопления: континентальная (наземная), дельтовая (переходная), мелководно-морская (эпиконтинентальные моря), переходная от континента к океану (континентальный склон, континентальное под-

пожие) и океаническая. Распределение их на глобальном и региональном уровнях контролируется режимом тектонич. движений.

Характер и особенности осадконакопления (суммарные мощности, скорости накопления осадков, соотношения между собственно осадочной и вулканогенной компонентами в разрезе) в осадочных бассейнах разл. возраста определяются прежде всего их тектонич. режимом.

Первичные факторы седиментогенеза (режим тектонич. движений и палеогеографич. условия в областях размыва и накопления) определяют фациальную обстановку и в конечном итоге контролируют литолого-петрографич. состав осадочных образований, содержание в них ОВ и общий характер минералогич. ассоциаций (соотношения форм железа, серы и др.). В соответствии с климатич. особенностями на континентах выделяются гумидный, аридный и гляциальный типы литогенеза.

Важнейшими осадочными формациями континентов являются: континентальные обломочные (включая молассы), угленосные песчано-глинистые, ледниковые обломочные, морские песчано-глинистые и глинистые (включая терригенный флиш и морские молассы), карбонатные, соленосные, кремнистые и вулканогенные, а также дельтовая.

Угленосные формации характеризуются присутствием континентальных фаций, обилием и многообразием растительных остатков, наличием угольных пластов.

Наибольшим распространением в разрезе континентальных сероцветных формаций пользуются песчано-глинистые породы аллювиально-болотного и озерного генезиса, содержащие пласты, пропластки и линзы углей, углистых и горючих (битуминозных) сланцев, растительный макро- и микродетрит. По степени угленасыщенности разреза среди сероцветных формаций выделяют: аллювиально-болотные угленосные (содержат большое число разл. по мощности пластов углей), озерно-аллювиальные субугленосные (с редкими маломощными пластами и линзами углей) и озерные безугольные (с прослоями горючих сланцев и сапропелевых углей).

Фациальный спектр осадконакопления в морских условиях значительно более ограничен и консервативен (в пространственно-временных рамках) по сравнению с континентальной обстановкой в связи с нивелирующим действием однородной водной толщи на обширных пространствах дна морей и океанов.

Важнейшее значение для дальнейшей газогенерации (в протокатагенезе и на ранних-средних этапах *катагенеза*) имеют угли и углистые сланцы, терригенные породы (глины, алевролиты и песчаники) с гумусовым (витринит + фюзинит) и лейтинитно-гумусовым ОВ при его ср. содержании в породе не менее 0,3% масс. На поздних этапах катагенеза (градации МК₄–МК₅, АК₁–АК₂) газогенерация происходит во всех типах пород с неокисленным ОВ любого состава, в т. ч. сапропеле-

левого и лейштинитового, кероген к-рого становится вторично газопродуцирующим и вместе с остаточными битумоидами и нефтью служат источником широкой гаммы природных газов – углеводородных и неуглеводородных (водорода, кислых газов и инертных газов).

Лит.: Успенский В. А., Введение в геохимию нефти, М., 1970; Соколов В. А., Геохимия природных газов, М., 1971.

В. А. Скоробогатов.

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО (ГМТ) – газообразное горючее, используемое в двигателях внутр. сгорания (ДВС).

Ежегодно автомобили (только в странах СНГ) выбрасывают в воздух вместе с отработавшими газами неск. десятков млн. т токсичных веществ (св. $1/3$ общей массы выбросов). В крупных городах на долю автотранспорта приходится 50–90% загрязнения атмосферы. Общепризнано, что кардинальное решение проблем экологии и дефицита моторного топлива возможно только за счет широкого использования газа.

Начало применения газа на транспорте относится к 1860, когда франц. изобретатель Э. Ленуар сконструировал первый практически пригодный ДВС, где в качестве моторного топлива использовал светильный газ (продукт термич. переработки каменных углей или пиролиза тяжелых фракций нефти). В 1876 нем. конструктор Н. Отто построил 4-тактный газовый ДВС. С 1915 на транспорте стал использоваться не только свежий, но и компримированный природный газ.

Масштабные работы по переводу автотранспорта на природный газ развернулись после 1925, когда началось произ-во газобаллонных автомобилей и стр-во газозональных станций, на к-рых газ сжимался до давления 20 МПа и подавался в баллоны автомобилей.

В 1934 в Германии была введена в строй установка для компримирования коксового газа, а в 1935 в г. Ганновер была построена аналогичная станция для светильного газа. Затем появились станции в г. Берлин, Штутгарт и др. В этот период на газ стали переводить автомобили в Дании, Румынии, Югославии, Норвегии, Швеции, Финляндии, Италии. Первая итальянская станция заправки автомобилей природным газом была введена в эксплуатацию в 1935. Интерес к использованию природного газа на транспорте резко возрос в годы 2-й мировой войны (1939–45), когда повсеместно ощущалась нехватка бензина, а также во время энергетич. кризиса 1970–80-х гг. Программы замены нефтяного моторного топлива газом реализовались в США, Новой Зеландии, Австралии, Бразилии, Аргентине, Дании. В 1980 на компримированном природном газе работало ок. 400 тыс. автомобилей в мире.

Начало использования газа в качестве моторного топлива в быв. СССР относится к 1936, когда вышло Постановление Совнаркома о газификации автотранспорта, согласно к-рому в 1937 на дороги страны должны были выйти 500 авто-

машин, работающих на газе. Однако газификация транспорта широкого распространения не получила.

В 1939 были созданы газогенераторные (ЗИС-21 и ГАЗ-42) и газобаллонные (ЗИС-30 и ГАЗ-44) автомобили, использовавшие сжиженный нефтяной газ. Первые автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) были построены в 1939 в гг. Медитополь, Горловка и Москва. В 1949–53 были спроектированы и переданы в произ-во газобаллонные автомобили, работавшие на компримированном природном газе. В 1950-х гг. было построено 30 мощных станций, снабжавших газом ок. 40 тыс. автомобилей. В 1953–57 налажен выпуск автомобилей, работавших на сжиженном нефтяном газе. С нач. 1980-х гг. начато серийное произ-во автомобилей марок ЗИЛ и ГАЗ, освоен перевод на компримиров. природный газ автобусов, легковых и грузовых автомобилей. В 1981 была принята гос. программа развития газобаллонного автотранспорта, а неск. позже предусматривалось использование газа на ж. д., водном и воздушном транспорте. Тогда же в г. Москва был проведен эксперимент по использованию на грузовых автомобилях сжиженного природного газа. В 1990 произ-во компримиров. природного газа на АГНКС превысило 1 млрд. м³.

В 1995 в странах СНГ и Балтии эксплуатировалось ок. 400 АГНКС, способных обеспечивать заправку более 250 тыс. грузовых автомобилей. На нач. 2000 в 154 городах России работали ок. 210 АГНКС. Ведется стр-во новых станций ср. и малой производительности. Практически газифицированы все осн. автомагистрали Европ. части России и Зап. Сибири.

ГМТ бывает 3 видов.

Сжиженный нефтяной газ – продукт переработки нефти, поэтому объемы его произ-ва зависят от уровня ее добычи. Он реализуется через сеть автомобильных газозаправочных станций. Значительные его кол-ва используются в качестве топлива для газификации коммунально-бытового сектора, а также в качестве сырья для нефтехим. пром-сти. Объемы его использования в качестве моторного топлива не превышают 4%: в 2000 всего на сжиженном нефтяном газе работало св. 40 тыс. автомобилей.

Компримированный природный газ получают на АГНКС путем подготовки и компримирования (сжатия) природного газа, поступающего по магистральным газопроводам. В 2000 на компримиров. газе в России работало ок. 30 тыс. автомашин. Кроме того, он поставлялся непосредственно потребителю с помощью передвижных автогазоэлеваторов.

Сжиженный природный газ в технологич. плане является, безусловно, более сложным видом топлива. Его производят, хранят, транспортируют и реализуют с помощью специализиров. криогенного оборудования. В одинаковом геометрич. объеме сжиженного природного газа содержится в 3 раза больше, чем компримированного при давлении

20 МПа. Так, при нормальных условиях в автомоб. баллоне емкость 50 л при давлении 20 МПа содержится 10–12 м³ газа в газообразном состоянии, что эквивалентно 10–15 л бензина. В криогенном баке той же вместимости сжиженного природного газа содержится в 3 раза больше. Поэтому пробег автомобиля на одну заправку топливом увеличивается. Проведены исследования, показавшие эффективность применения сжиженного природного газа на тепловозах и речных судах. Сжиженный газ позволяет заменить до 80% дизельного топлива на этих транспортных средствах. В отличие от тепловозов, судовые двигатели работают в осн. на стабильных режимах. Поэтому на водном транспорте проще и эффективнее использовать чисто газовые двигатели. Эффективность применения сжиженного природного газа в авиации также подтверждена практич. результатами. Кроме того, он используется в качестве энергоносителя для газификации населенных пунктов и пром. объектов, расположенных на значительном удалении от магистральных газопроводов и газопроводов-отводов.

Важнейшими характеристиками моторного топлива являются: энергетич. свойства, величина отношения содержания водорода и углерода (Н/С), размеры и характер строения молекул. Для быстрого и качеств. сгорания в двигателях необходимы топлива, легко образующие с воздухом гомогенные смеси, недетонирующие и состоящие из небольших и химически устойчивых молекул. По большинству этих показателей ГМТ существенно превосходит традиционные виды нефтяных моторных топлив. Отношение Н/С у ГМТ составляет 2,5–4 (табл. 1), молекулы химически устойчивы и просты по строению.

Энергетич. свойства моторного топлива определяют: октановое число; уд. теплота сгорания; коэффициент избытка воздуха (α); стехиометрич. соотношение (соотношение газа и воздуха при полном сгорании газа).

Последний показатель является основным, определяющим мощностные и тягово-динамич. характеристики двигателя. Все показатели зависят от состава топлива, а для бензинов и от способа их произ-ва. Осредненные значения этих показателей для сжиженного нефтяного (ГСН), ком-

Таблица 1.
Водородно-углеродно-молярные соотношения

Топливо	Химическая формула	Соотношение Н/С
Метан	CH ₄	4,0
Пропан	C ₃ H ₈	2,7
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,5
Бензин	C _n H _m	2,0
Керосин	C _n H _m	1,9
Дизельное топливо	C _n H _m	1,8
Мазут	C _n H _m	1,7
Спирт	C _n H _m O	2,0

примированного природного (КПГ) и сжиженного природного (СПГ) газов приведены в табл. 2.

Для практики большой интерес представляет эквивалент «ГМТ-бензин». В 1930–40-е гг. принималось, что 1 м³ компримиров. природного газа соответствует теоретически 1 л бензина, а практически 1,25 л. В 1950-е гг. за рубежом принималось, что 1 м³ компримиров. природного газа заменяет 1,1 л бензина. По данным ВНИИгаза, ср. эквивалент составляет 1,25 л/м³. В табл. 3 приводятся ср. расходы бензина и КПГ для трех моделей легковых газобаллонных автомобилей.

Практически бездетонационная работа двигателя на ГМТ существенно увеличивает его надежность и межремонтные пробеги. Газовоздушная смесь не смывает смазку с поршней и цилиндров двигателей. Моторное масло при работе двигателей на газе не разжижается. Твердые частицы сажи и нагара при работе на газе в двигателе и в масле отлагаются значительно меньше, чем при работе на бензине или дизельном топливе. Эти факторы совместно с «мягкой» работой двигателя при эксплуатации на газе обеспечивают: повышение ресурса двигателя на 30–40%; увеличение межремонтного пробега двигателя в 1,5 раза; увеличение срока службы моторного масла, позволяющее снизить его расходы на 40–50%; повышение в 1,5–2 раза времени работы свечей зажигания.

В 1980-е гг. в быв. СССР были разработаны технич. условия на качество компримиров. природного газа как топлива для газобаллонных автомобилей. Согласно технич. условиям, предусматривались две марки компримированного природного газа, в к-рых: содержание СН₄ соответственно 95 ± 5 и 90 ± 5% об., негорючих компонентов не более 2–6 и 6–9% об.; октановое число (моторный метод) 108 и 100; *теплота сгорания* стехиометрич. смеси 3500 и 3383 кДж/м³; *влагодержание* не более 0,009 г/м³.

В 2002 в России принят стандарт «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания», где определяющим показателем принята *теплота сгорания* (табл. 4).

Ограничения по влажности компримированного природного газа для предотвращения гидратообразования введены при пониженных темп-рах.

При заправке баллонов газом вначале наблюдается понижение темп-ры на 80–90 °С, поэтому при одноступенчатом заполнении при давлениях в аккумуляторе от 15 до 25 МПа в баллоне автомобиля возможно гидратообразование. Двухступенчатое заполнение, начинающееся от аккумулятора с давлением газа 12–15 МПа (1-я ступень), с переключением на 2-ю ступень при достижении давления газа в баллоне не менее 8,8 МПа может обеспечить безгидратный процесс. При влажности, не превышающий 0,0005 г/м³, на всех режимах работы гидратообразование исключается (табл. 5).

При размещении блока осушки на стороне высокого давления (20–25 МПа) тре-

Таблица 2. Энергетические показатели различных видов моторного топлива

	Бензин	ГСП	КПГ и СПГ
Октановое число (по исследовательскому методу)	76–98	100–110	110–125
Теплота сгорания (низшая), кДж/кг	44 000	46 000	48 500
Стехиометрическое отношение	15	16	17
Теплота сгорания стехиометрической смеси (объемная, при норм. условиях), кДж/м ³	3600	3570	3500

Таблица 3. Средние расходы бензина и КПГ

Автомобиль	Бензин, л/100 км		КПГ, м ³ /100 км		Бензин/КПГ, л/м ³	
	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима
ГАЗ-24	13	14,3	10	11	1,3	1,3
«Москвич-2140»	10	–	8,0	8,8	1,25	–
ВАЗ-2106	8,5	9,35	7,0	7,7	1,2	1,2

Таблица 4. Физико-химические показатели КПГ

Объемная теплота сгорания (низшая) не менее, кДж/м ³	31800
Относительная плотность к воздуху	0,55–0,77
Расчетное октановое число газа (по моторному методу) не менее	105
Массовая концентрация сероводорода не более, г/м ³	0,02
Массовая концентрация меркаптановой серы не более, г/м ³	0,036
Масса механических примесей в 1 м ³ не более, мг	1,0
Суммарная объемная доля негорючих компонентов не более, %	7,0
Массовая доля кислорода не более, %	1,0
Массовая концентрация паров воды не более, мг/м ³	9,0

Таблица 5. Значения температуры точки росы при влажности газа 5 × 10⁻⁴ г/м³

Давление газа, МПа	1	2	5	10	20
Темп-ра точки росы, °С	-76	-67	-66	-58	-55

Таблица 6. Метановое число

Компоненты	Содержание компонентов, % об.			
	А	В	С	Д
N ₂	0,63	3,62	11,13	0,61
CO ₂	0,00	1,59	1,28	0,008
CH ₄	88,58	87,48	82,90	98,31
C ₂ H ₆	8,37	5,40	3,68	0,05
C ₃ H ₈	1,73	1,31	0,67	0,19
C ₄ H ₁₀ + высшие	0,69	0,60	0,34	0,56
Метановое число	73,18	76,20	86,18	95,00

буемая *точка росы* соответствует темп-ре -55 °С. ГОСТом на компримированный природный газ влажность ограничена 0,009 г/м³, т. к. при таком влагодержании кол-во гидратов в случае их образования незначительно и не влияет на работу топливного оборудования.

При создании чисто газовых модификаций поршневых ДВС с высокой *степенью сжатия*, полностью реализующих возможности ГМТ, оценка детонационной стойкости по пока общепринятым шкалам не позволяет реализовать макс. параметры из-за невысокой точности такой оценки. Широкое применение ГМТ,

детонационная стойкость к-рого на 25–30% выше, чем у коммерч. сортов бензина, привело к появлению «метановой» шкалы, в к-рой за 100 ед. принимается детонационная стойкость метана, а за 0 – водорода.

Переход на метановое число (МЧ) позволяет не только предъявлять конкретные требования к компримиров. природному газу, но и сертифицировать этот вид топлива. В табл. 6 приведено МЧ, определенное на двигателе с изменяемой степенью сжатия, для компримиров. природного газа с содержанием метана от 88 до 98% об.

Таблица 7 Состав природного газа и его свойства

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Коэффициент вариации
Метан, %	100	98	95	95	94	91,2	90,6	90	90	88,4	88	85	76	
Этан, %				5	5			10	5	5,6		15	24	
Пропан, %			5				9,4		5	4,5				
Бутан, %		2			1					1,5				
Этилен, %											12			
Пропилен, %						8,8								
Низшая теплота сгорания, мДж/м ³	36	37,8	38,9	37,4	38,3	40,6	41,4	38,9	40,3	41,5	38,9	40,3	42,9	0,048
Высшая теплота сгорания, мДж/м ³	39,9	41,8	43	41,5	42,4	44,7	45,7	43	44,5	45,8	42,8	44,5	47,3	0,047
Число Воббе, мДж/м ³	53,6	54,7	55,4	54,5	55	56,1	56,9	55,3	56,2	57	55	56,2	57,7	0,021

Пересчет октанового числа по моторному методу (ОЧМ) в МЧ может быть с достаточной для практики точностью проведен по уравнениям:

$$\text{МЧ} = 1,445 \times \text{ОЧМ} - 103,42;$$

$$\text{ОЧМ} = 0,679 \times \text{МЧ} + 72,3.$$

В качестве осн. показателя компримированного природного газа при анализе рабочих процессов ДВС при разл. величинах α можно принять *Воббе число* (W_o) – размерный параметр, охватывающий свойства газотопливной смеси, наиболее важные для процесса сгорания. Введение W_o в качестве одного из осн. показателей предусмотрено проектом стандарта ISO на компримиров. природный газ от 1999. Изменения W_o адекватно соответствуют изменению α в диапазоне от смеси, близкой к стехиометрической ($\alpha = 1$), до бедной смеси ($\alpha = 1,6$), характерной для перспективных двигателей. Коэф. вариации W_o при изменении состава природного газа существенно меньше коэф. вариации теплоты сгорания (табл. 7).

Научно-технич. программы по GMT входят в Федеральные программы, к-рые предусматривают задания по разработке и созданию АГНКС в блочном и модульном исполнении многотопливных станций, опытно-пром. установок по производству, транспортировке, *регазификации* сжиженного природного газа. Предусмотрено создание газовых двигателей для перспективных автомобилей, газотопливной аппаратуры, баллонов облегченного типа, магистральных и маневровых тепловозов, работающих на компримированном и сжиженном природных газе. Для речного флота должны быть созданы судовые газовые дизели, криогенные системы хранения и заправки. Для воздушного транспорта предусмотрено продолжить работы по созданию новых летательных аппаратов, работающих на сжиженном газе. Кроме того, уже в кон. 90-х гг. по GMT в России реализовано ок. 40 региональных и отраслевых программ.

К. Ю. Чириков.

ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ЗОНА, см. в ст. *Нефтегазонакопления зона*.

ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ (ГАЗОРАЗДАТОЧНАЯ) СТАНЦИЯ (ГНС) – предприятие, поставляющее сжиженный газ потребителям.

Во многих городах и поселках газоснабжение организовано на базе *сжиженных углеводородных газов* (смеси пропана и бутана), доставляемых в спец. герметически закрытых емкостях под давлением в неск. атмосфер. Сжиженные газы имеют высокую *теплоту сгорания*. Так, низшая теплота сгорания для пропана (C_3H_8) равна 21800 ккал/м³, для бутана (C_4H_{10}) равна 28300 ккал/м³. При *нормальных условиях* пропан тяжелее воздуха в 1,52 раза, а бутан в 2,09 раза. Из-за более высокой теплоты сгорания для сжигания сжиженных газов требуется большее кол-во воздуха.

Для природного газа давление перед бытовыми приборами часто поддерживают в пределах 1,2–1,8, для сжиженного газа его принимают равным 2,20–3,0 кПа.

Крупные потребители (многоэтажные дома, коммунальные предприятия), как правило, снабжаются газом от резервуарных установок (цистерн), мелкие потребители (небольшие дома) газ получают в баллонах. Баллоны и цистерны заполняются газом на ГНС, куда газ поступает с нефтеперерабатывающих з-дов (рис. 1).

Основные технологич. операции, к-рые выполняются на ГНС: прием газа, слив газа в хранилища, хранение газа (в емкостях хранилищ, в автоцистернах, баллонах и т. д.); слив из баллонов неиспарившихся остатков и сжиженного газа из неисправных баллонов; розлив сжиженного газа в баллоны, автоцистерны; транспортировка газа в баллонах и по трубопроводам внутри территории станции; прием пустых и выдача наполненных баллонов; ремонт и переосвидетельствование баллонов, автоцистерн и резервуаров, заправка автомобилей станции, работающих на сжиженном газе. Слив газа из ж.-д. цистерн, а также наполнение баллонов и автоцистерн производится с помощью насосов и компрессоров.

Кроме того, на ГНС осуществляют и вспомогательные операции: ремонт технологич. оборудования, зданий и сооружений; ремонт и технич. освидетельствование резервуаров и баллонов, эксплуатация котельных, транспортных средств и энергетич. устройств.

На ГНС газ поставляют преим. в специально предназначенных для перевозки сжиженных газов ж.-д. цистернах объ-



Рис. 1. Схема организации снабжения сжиженным газом.

емом 50–54 м³, на газонаполнительные пункты – в спец. автоцистернах разл. объема. Поступление сжиженных газов на ГНС и газонаполнительные пункты возможно также по трубопроводам с нефтеперерабатывающих заводов через спец. узел редуцирования, где давление газа понижается до 1,6 МПа.

Отпуск газа с ГНС и с пунктов обмена баллонов производится потребителям, зачисленным в абоненты станции. На каждого абонента заводятся абонентские карточки и выдаются абонентские книжки. Кол-во баллонов, отпускаемых потребителям, должно соответствовать кол-ву зарегистрированных установок.

Совхозы, колхозы, садоводческие товарищества, имеющие газонаполнительные установки, для хранения оборотного фонда баллонов должны иметь промежуточные склады, принятые в эксплуатацию.

Резервуарные установки (цистерны) применяют для газоснабжения многоэтажных (жилых) домов, коммунальных и пром. предприятий. Чаще всего применяют подземные резервуарные установки (рис. 2). Для повышения производительности и увеличения отбора газа применяют резервуарные установки с искусственной регазификацией (с испарителями). Для работы с испарителями приняты резервуары с рабочей емкостью по 4,2 м³ со спец. головкой упр-ния.

К газовым приборам и установкам, работающим на сжиженном газе, предъяв-

ляются те же требования, что и при работе на природном газе. Плита и баллон соединяются между собой стальным газопроводом или гибким шлангом. Баллоны можно помещать как в помещениях (на кухнях), так и на улице в спец. шкафах. Для понижения давления перед плитой устанавливают редуктор. Ю. А. Белов.

ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ горных пород – степень заполнения пустот (пор, каверн и трещин) в горн. породах природными газами. Г. обусловлена сорбционной способностью минералов, слагающих породу, *пористостью* и трещиноватостью горн. пород, давлением газов. Численно оценивается коэффициентом газонасыщения K_r – отношение объема природного газа, заполняющего породу, к объему открытых пор и пустот в породе.

Применительно к залежам природного газа коэф. Г. характеризует долю объема открытых пор породы, занятых *свободным газом* в термобарич. условиях пласта. Коэф. Г. породы (K_r) количественно оценивают по ее водонасыщенности (K_v) исходя из баланса несмешивающихся флюидов в породах породы: $K_r = (1 - K_v)$. При продвижении вод и обводнении пласта наблюдается остаточная Г., соответствующая кол-ву неподвижного газа (защемленного в порах, разобленного). K_r определяют в скважине геофизич. методами исследований (в осн. по данным электр. каротажа) с привлече-

нием сведений о петрофизич. свойствах пород; по данным детальной газометрии в процессе бурения скважины с приведением к условиям залегания; на *керне* – исследованием равновесных и остаточной водонасыщенностей. Изучение Г. применяют для оценки породы как *коллектора*, подсчета запасов и контроля за *разработкой месторождений* газа.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ ПРИЗНАКИ – характеризуют перспективы нефтегазосности регионов и качественный состав залежей углеводородов. Различают прямые и косвенные Г. п. наличия залежей нефти и газа, развития процессов их миграции и газонефтеобразования. К прямым Г. п. относятся *газонефтепроявления* всех типов, вплоть до получения пром. притоков нефти и газа и сплошного пропитывания горн. пород нефтью, а также грязевые вулканы; к косвенным – повышенные кол-ва в *пластовых водах* бензола и толуола, нафтеновых кислот, пода, брома, растворенных углеводородных газов (иногда *сероводорода*) и нередко пониженные кол-ва сульфатов. На дневной поверхности косвенными Г. п. являются серопроявления и выходы *подземных вод* с отмеченными выше особенностями.

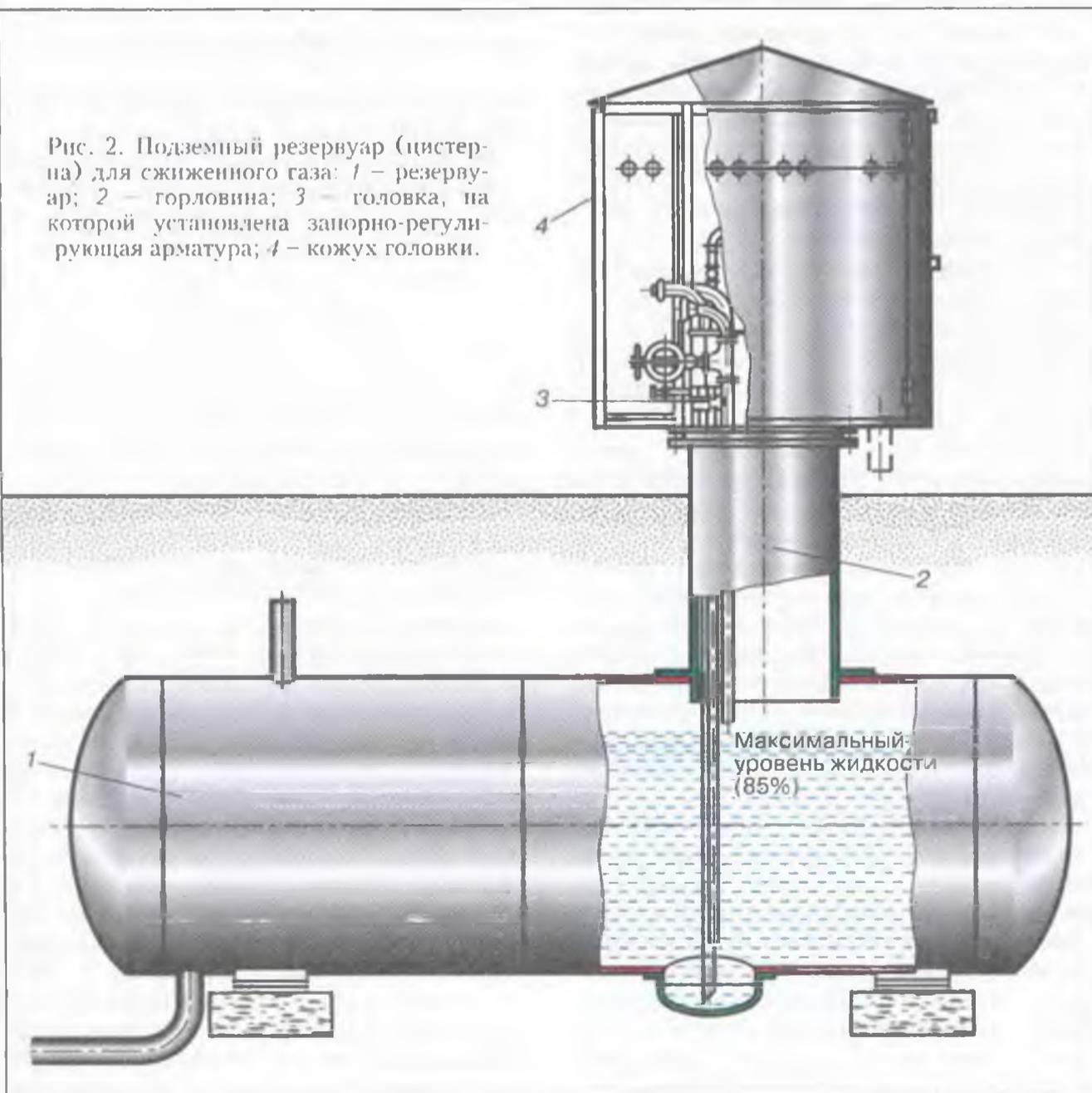
Прямые Г. п. миграции нефти и газа – макро- и микрогазонефтепроявления, в первую очередь, приуроченные к проницаемым горизонтам или зонам трещиноватости на дневной поверхности и на дне водоемов, а также и в горн. выработках (буровых скважинах, шахтных стволах и штольнях). Косвенные Г. п. процессов миграции – наличие в проницаемых породах и зонах вод с отмеченными выше характеристиками, изменение геохим. обстановки в минеральных и органич. частях пород и т. д.

К прямым признакам газонефтеобразования в горн. породах относят микрогазонефтепроявления и повышенные содержания углеводородов в газах, сорбированных породами, и в закрытых порах, к косвенным – наличие нефтегазоматеринских пород на средних стадиях *катагенеза*, результаты анализов рассеянного органич. вещества, указывающие на развитие процессов газонефтеобразования.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЕ – постоянное или периодич. поступление газа и/или нефти из недр на дневную поверхность или в подземные горн. выработки. Различают линейные Г., связанные с разрывными нарушениями в *нефтегазоносных комплексах*, и точечно-площадные Г., приуроченные к выходам на дневную поверхность нефтяных пластов и грязевым вулканам.

В буровых скважинах Г. обнаруживаются: во время бурения – в виде «кипения» и выбросов *бурового раствора* до открытого фонтанирования газом или нефтью, появления в нем пленок и струй нефти и т. п., переливов и фонтанов нефти; в *керне* – в виде выделения пузырь-



ков газа и (или) пленки нефти после его подъема, пропитывания нефтью или заполнения ею каверн и трещин и т. д.; во время опробования скважины – в виде пузырьков газа, пятен и пленок нефти на поверхности *пластовых вод*. Г. является достоверным признаком газонефтеносности. Детальные исследования геологич. условий Г., их интенсивности и состава выделяющихся флюидов (нефти, газа и воды) позволяют определять наличие газовых, газонефтяных, нефтяных залежей.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОНЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ – единичное скопление в недрах газа и нефти, в котором *свободный газ* занимает всю верх. часть *ловушки* и непосредственно контактирует с нефтью, при этом объем последней меньше объема *газовой шапки*. Нефть занимает ниж. часть ловушки в виде *нефтяной оторочки* или полностью подстилает газовую часть залежи. Газовая шапка в зависимости от условий формирования залежи может быть газоконденсатной. *Покрышку* Г. з. обычно слагают слабопроницаемые породы (глинистые, соленосные и др.), а ее нефтяная часть подстилается подошвенной водой. Продуктивные пласты Г. з. представлены межгранулярными, кавернозными и трещинными коллекторами. Г. з. могут быть приурочены к ловушкам разл. типа.

Осн. фактор, осложняющий разработку Г. з., – взаимодействие их газовой и нефтяной частей. Искусств. ограничение этого взаимодействия, а также увеличение роли воды в вытеснении нефти являются осн. принципами разработки подобных залежей.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – совокупность залежей газа и нефти, контролируемых единым структурным элементом, для которой характерно преобладание объема газа над объемом нефти. В отд. случаях Г. м. может быть представлено лишь одной *газонефтяной залежью*. В разрезе Г. м., чаще всего в верх. части, находятся *газовые залежи*, затем газонефтяные и в ниж. части – нефтяные. Эти залежи имеют *газоводяные контакты*, *газонефтяные контакты* и *водонефтяные контакты*. Распределяются залежи по разрезу Г. м. неравномерно. Осн. скопления углеводородов приурочены к определенным литолого-стратиграфич. комплексам в зависимости от особенностей геологич. строения как самого Г. м., так и от условий формирования нефтегазоносной области или провинции, в состав которой входит то или иное м-ние. Г. м. обычно группируются в зоны нефтегазо-накопления.

В пределах одного Г. м. могут быть выявлены структурные, литологич. и др. типы залежей. Продуктивные пласты Г. м. представлены межгранулярными, кавернозными или трещинными коллекторами. Эксплуатация газовых и нефтяных залежей Г. м. осуществляется раздельно. Сходные по строению и продуктивности залежи объединяются в единые объекты

разработки с учетом возможности их эксплуатации одной сеткой скважин.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ (ГНК) – граница раздела *свободного газа* и нефти в газонефтяной или нефтегазовой залежи. ГНК залежи представляет плоскость, к-рая может иметь горизонтальное или наклонное положение. Высотное положение плоскости ГНК обуславливают: литология и фациальные особенности пластов-коллекторов, их *фильтрационно-емкостные свойства* и неоднородность строения, условия формирования газонефтяной залежи, наличие регионального перепада напоров *пластовых вод* гидрогеологич. комплекса, к-рому приурочена залежь.

Уровень ГНК определяется по результатам интерпретации промыслово-геофизич. исследований в скважинах, данными испытания скважины, изучением *керн*. Высотное положение ГНК можно рассчитать по формуле:

$$h_{\Gamma} = \frac{\gamma_{\text{H}} h_{\text{ГН}} - 10(P_{\text{H}} - P_{\Gamma})}{\gamma_{\text{H}} - \gamma_{\Gamma}},$$

где h_{Γ} – превышение отметки точки замера *пластового давления* в газовой части залежи над отметкой ГНК, м; P_{Γ} и P_{H} – пластовое давление газа и нефти в точках его замера, кгс/см²; γ_{H} и γ_{Γ} – плотность нефти и газа в пластовых условиях; $h_{\text{ГН}}$ – разность высотного положения точек замера пластового давления газа и нефти, м.

Погрешность определения высотного положения ГНК по формуле обуславливается точностью замеров пластовых давлений и точностью определения *плотности* газа и нефти в пластовых условиях.

Л. Г. Кузьмук.

ГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Нефтегазоносная область*.

ГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС, см. *Нефтегазоносный комплекс*.

ГАЗООТДАЧА газового пласта – степень извлечения запасов газа. Различают текущую (определяется на нек-рый момент времени) и конечную (на период прекращения пром. эксплуатации м-ния) Г. Для количеств. оценки Г. используется *коэффициент газоотдачи*. Средний коэф. Г. м-ний 0,85. Миним. значение этого показателя (0,4–0,6) отмечено на м-ниях с относительно небольшими запасами, характеризующихся также неоднородностью *коллекторских свойств* и активным избирательным продвижением *пластовых вод*. Максимальной Г. (коэф. до 0,9) обладают м-ния со ср. и незначительными запасами, представленными однородными коллекторами. Конечная Г. определяется рядом геологич. особенностей, экономич. факторами, а также факторами, связанными с разработкой м-ний и добычей газа. Основные из них: геологич. строение м-ния и пластово-водонапорной системы, к-рой оно приурочено; активность пластовых вод; физич. свойства пласта-коллектора; величины запасов газа и начального пластового давления; кол-во эксплуатационных скважин и их

расстановка по площади залежи; порядок разбуривания залежи и очередность ввода скважин в эксплуатацию; *темпы отбора* газа из залежей; регулирование продвижения пластовой воды в залежи; технология проведения ремонтов эксплуатационных скважин; борьба с выносом песка из *призобойной зоны*; ликвидация песчаных пробок; удаление пластовой воды и конденсата с забоев скважин и др.

В случае разработки м-ния в условиях проявления *газового режима* конечная Г. (β_{K}) продуктивного пласта зависит от величины средневзвешенного пластового давления P_{K} на момент окончания пром. разработки и миним. рентабельного отбора газа из м-ния (*дебитов* скважин):

$$\beta_{\text{K}} = 1 - \frac{P_{\text{K}} z_{\text{H}}}{P_{\text{H}} z_{\text{K}}},$$

где P_{H} – начальное пластовое давление; z_{H} – соответствующий P_{H} коэф. сверхсжимаемости газа; z_{K} – соответствующий P_{K} коэф. сверхсжимаемости газа.

Для м-ний со значительной неоднородностью пластов-коллекторов, сложным геологич. строением и низкими пластовыми давлениями β_{K} составляет 0,7–0,8. В условиях проявления *водонапорного режима*, при котором разрабатывается большинство газовых и газоконденсатных м-ний, Г. в осн. зависит от начальной *газонасыщенности* и *пористости* пород (прямая зависимость), их *проницаемости*, макро- и микронеоднородностей продуктивного пласта, конечного пластового давления в его обводненной зоне (обратная зависимость), характера протекания капиллярных процессов при вытеснении газа водой.

Коэф. конечной Г. при разработке в условиях водонапорного режима и обводнения всего газонасыщенного объема залежи рассчитывается по формуле:

$$\beta_{\text{K}} = 1 - \bar{\alpha}_{\text{ост}} \frac{P_{\text{K}} z_{\text{H}}}{P_{\text{H}} z_{\text{H}}},$$

где $\bar{\alpha}_{\text{ост}}$ – средневзвешенный по объему залежи коэф. остаточной газонасыщенности. Макс. значение β_{K} в этих условиях 0,9.

Повышают Г. в осн. за счет создания и применения облегченных промывочных жидкостей и тампонажных цементных растворов в процессе добуривания дополнительных скважин, размещения скважин первой очереди по сетке, близкой к равномерной, для более детального изучения геологич. строения залежи и охвата дренажом практически всей ее площади, равномерного *дренирования* продуктивных отложений по мощности для предотвращения преждевременного обводнения скважин. Для равномерного дренирования продуктивного разреза, а также приобщения к нему всей вскрытой толщины продуктивного пласта ликвидируют песчаные пробки и столбы жидкости на забоях скважин, применяют нефтяные, газоконденсатные, кислотные и др. ванны, спец. забойное оборудование. Для определения состояния скважин одновре-

мению с дебитометрией, шумометрией, термометрией и др. проводят их газодинамич. исследования.

Повышение Г. на 1% равнозначно значительному увеличению добычи газа без дополнительных капитальных затрат на обустройство промыслов и транспорт газа. Особенно важно решение этой проблемы применительно к м-ниям с низкими пластовыми давлениями (Зап. Сибирь).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗООЧИСТКА – комплекс мероприятий или технологий, используемых для задержания твердых, жидких или газообразных *загрязняющих веществ*, содержащихся в газовых выбросах пром. предприятий в атмосферу. Г. – один из методов охраны воздушной среды от загрязнения.

Условно все известные технологии Г. от NO_x основаны на: реакции окисления NO до NO₂ с получением азотсодержащих продуктов; восстановлении NO_x до мол. азота и воды.

В отечеств. и заруб. практике широкомасштабное применение нашли лишь технологии селективного восстановления NO_x аммиаком: гомогенного (метод СНКВ) – при высоких темп-рах (1200–1350 К); гетерогенного (метод СКВ) – при темп-рах 520–700 К в присутствии окисных титанванадий вольфрамовых (молибденовых) катализаторов. Степень очистки методом СКВ в пром. условиях достигает 90%. Метод СНКВ при равной эффективности характеризуется на порядок меньшими по сравнению с методом СКВ уд. затратами.

Перспективным направлением Г. является сочетание каталитич. и некаталитич. восстановления оксидов азота. В газовой отрасли проводятся опытно-пром. испытания установки обезвреживания отработавших газов *газоперекачивающих агрегатов* на основе гомогенно-гетерогенного процесса восстановления NO_x аминоксодержащими восстановителями. Данный метод очистки дымовых газов от оксидов азота, запатентованный в России, может использоваться также в технологич. печах, в химич. и нефтехимич. пром-сти, в паровых водогрейных котлах, в энергосиловом оборудовании нефтегазовой отрасли.

Диапазон эффективного протекания гомогенно-гетерогенного процесса существенно выше по сравнению с процессами СКВ с чисто некаталитич. процессами.

Итоговая эффективность Г. при любом режиме работы энерготехнологич. агрегата близка к 100% и остается постоянной во всем диапазоне изменения нагрузки. В процессе используются экономичные, невысокоэффективные катализаторы со значительным сроком службы.

Устранение химич. неполноты сгорания топлива – один из методов *охраны окружающей среды*. Для удаления оксида углерода (СО) из газовых выбросов наиболее часто применяют каталитич. методы (напр., каталитич. нейтрализаторы выхлопных газов на транспорте и в энергетике). В основе метода лежит

каталитич. реакция окисления оксида углерода (СО) до диоксида углерода (СО₂):



В качестве катализаторов используют металлы Pt, Pd, нанесенные на носитель, или смесь оксидов CuO, Cr₂O₃, Fe₂O₃, Al₂O₃. Очистку проводят в диапазоне темп-р 100–250 °С, при к-рых степень превращения СО в СО₂ св. 99%.

Экологические требования диктуют необходимость доочистки отходящих газов *Клауса процесса*.

Все процессы по очистке природного газа от серосодержащих компонентов, нашедшие пром. применение, в зависимости от заложенного в них принципа можно разделить на две осн. группы: основанные на реакции Клауса – дополнение к осн. установкам, обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99–99,7%; основанные на превращении всех сернистых компонентов в SO₂ или H₂S, обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99,9% и выше.

Наиболее распространены процессы: низкотемпературные, основанные на реакции Клауса (*Сульфрен* и др.); абсорбционные – с предварительным сжиганием отходящих газов (Акваклаус, ФИН-2 и др.); адсорбционные, основанные на каталитич. конверсии сернистых соединений в H₂S или SO₂; нетрадиционные способы очистки.

В 1990-х гг. в нефтепереработке и нефтехимии для очистки газов все большее применение находят нетрадиционные методы очистки (напр., микробиологич.). С помощью микроорганизмов (бактерий) можно вести доочистку сероводородсодержащих газов после аминовой очистки и отходящих газов процесса Клауса. Десульфурация с применением бактерий не требует никаких катализаторов и химич. реагентов. Чрезвычайно устойчивые бактерии *Thiobacillus ferrooxidans* саморегулируют размножение в зависимости от кол-ва H₂S. Процесс отличается высокой селективностью по H₂S даже в присутствии СО₂.

Л. В. Шарихина.

ГАЗООЧИСТНЫЙ ФИЛЬТР – устройство для очистки сухого газового потока от твердых примесей. Различают Г. ф. висциновые, волосяные, сетчатые. Висциновые Г. ф., устанавливаемые на *газораспределительных станциях* производят до 50 тыс. м³/ч, представляют собой насадку (толщина 70–250 мм, диам. 500, 600, 800 и 1000 мм) из металлич. или керамич. колец, помещенных россыпью между двумя металлич. сетками. Кольца смачиваются висциновым маслом. Пленка, образующаяся на их поверхности, задерживает взвешенные частицы. При достижении перепада давления на фильтре 0,07–0,1 МПа его отключают для промывки колец в керосине. Волосяные Г. ф. (устанавливают на *газорегуляторных пунктах*) состоят из сварного стального корпуса, внутри к-рого помещается кассета с металлич. сеткой, заполненная конским волосом или капро-

новой нитью. На входе перед кассетой поставлен отбойный лист, предохраняющий фильтрующий элемент от повреждения крупными частицами. Последние концентрируются в спец. сборнике в ниж. части фильтра и удаляются через патрубок. Волосяные Г. ф. диам. 50, 100, 200 и 300 мм и массой соответственно 65, 125, 400 и 840 кг рассчитаны на рабочее давление 0,6 и 1,2 МПа; komponуются с *регулятором давления* соответствующей пропускной способности. Фильтрующую кассету очищают при перепаде давления газа св. 6 кПа. Сетчатые Г. ф. входят в состав газорегулирующих установок. Фильтрующий элемент – стакан из металлич. сетки (проволока диам. 0,25 мм с размерами ячеек 0,4–0,5 мм), устанавливаемый в чугунном корпусе. Диаметр фильтра 25, 40 и 500 мм, пропускная способность соответственно до 500, 1000 и 2000 м³/ч. При перепаде давления газа на фильтре более чем 2 кПа стакан промывается или заменяется новым.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ (ГПА), газокomppressorная установка, компрессорная установка, – энергетич. установка, состоящая из теплового или электр. привода, газового компрессора и вспомогательного оборудования, предназначенная для сжатия газа в разл. технологич. процессах газовой и нефтяной отраслей.

В качестве теплового привода (двигателя) применяются газотурбинные и поршневые машины.

Газотурбинная установка (газовая турбина) – машина (механизм), к-рая преобразовывает тепловую энергию в механич. работу. Она состоит из одного или нескольких компрессоров, теплового устройства (камеры сгорания), к-рое нагревает рабочее тело (воздух), одной или нескольких турбин, системы регулирования (упр-ния) и необходимого вспомогательного оборудования (рис. 1).

Газовый центробежный компрессор (нагнетатель) – центробежная компрессорная машина, преобразовывающая механич. энергию привода в энергию сжатого газа (рис. 2).

Работу ГПА обеспечивают след. системы и устройства: система автоматич. упр-ния, регулирования и защиты; входной тракт с воздухозаборными, воздухоочистительными, противообледенительными устройствами и шумоглушением; выходной тракт с выхлопными (дымовыми) трубами (шахтами), шумоглушением и утилизационным теплообменником; система топливного и пускового газа с запорной арматурой; входные и выходные технологич. трубопроводы газового компрессора с запорными и регулирующими кранами («гитара»); масляная система ГПА с системой охлаждения; агрегатные устройства электроснабжения; системы вентиляции, пожаротушения, взрывозащиты и др.

ГПА применяются на газопроводах разл. производительности. Для этой цели имеется след. мощностной ряд: 2,5–4–6(8)–10(12)–16–25 МВт.

Рис. 1. Газоперекачивающий блочно-контейнерный агрегат с газотурбинным авиаприводом: 1 – входное воздухоочистительное устройство; 2 – масляные радиаторы; 3 – авиационный привод; 4 – выхлопное устройство с шумопоглотителем; 5 – нагнетатель природного газа; 6 – маслблок агрегата; 7 – фундаментная металлическая рама агрегата; 8 – силовая турбина агрегата; 9 – водомоторная рама авиапривода.

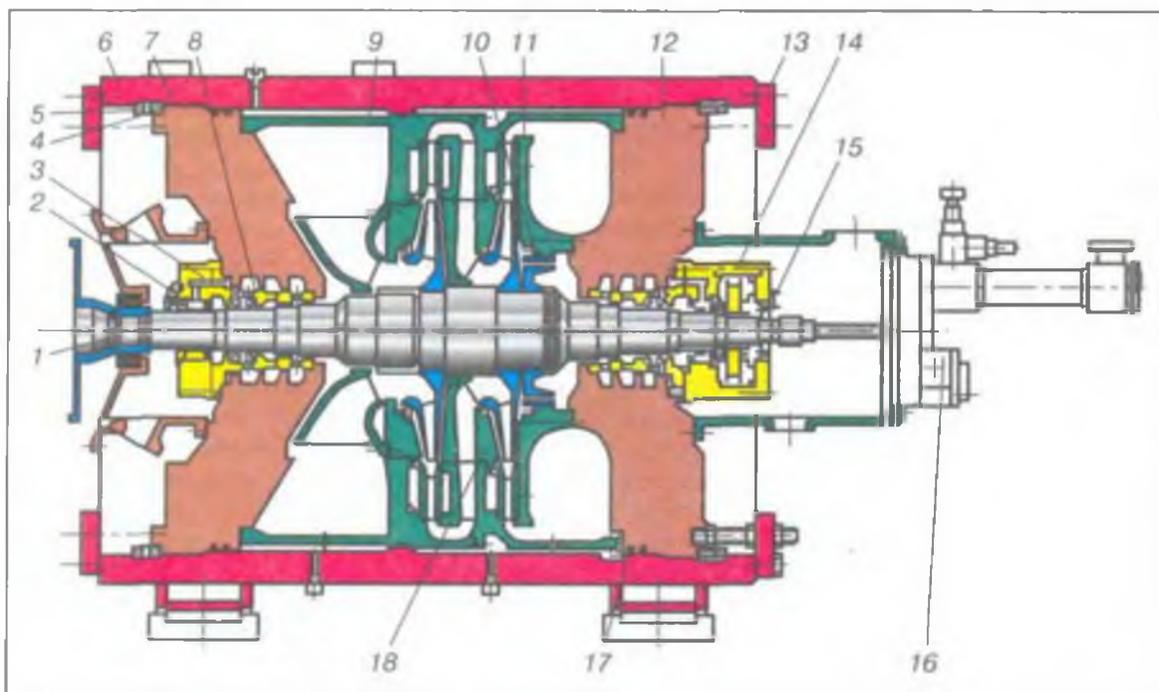
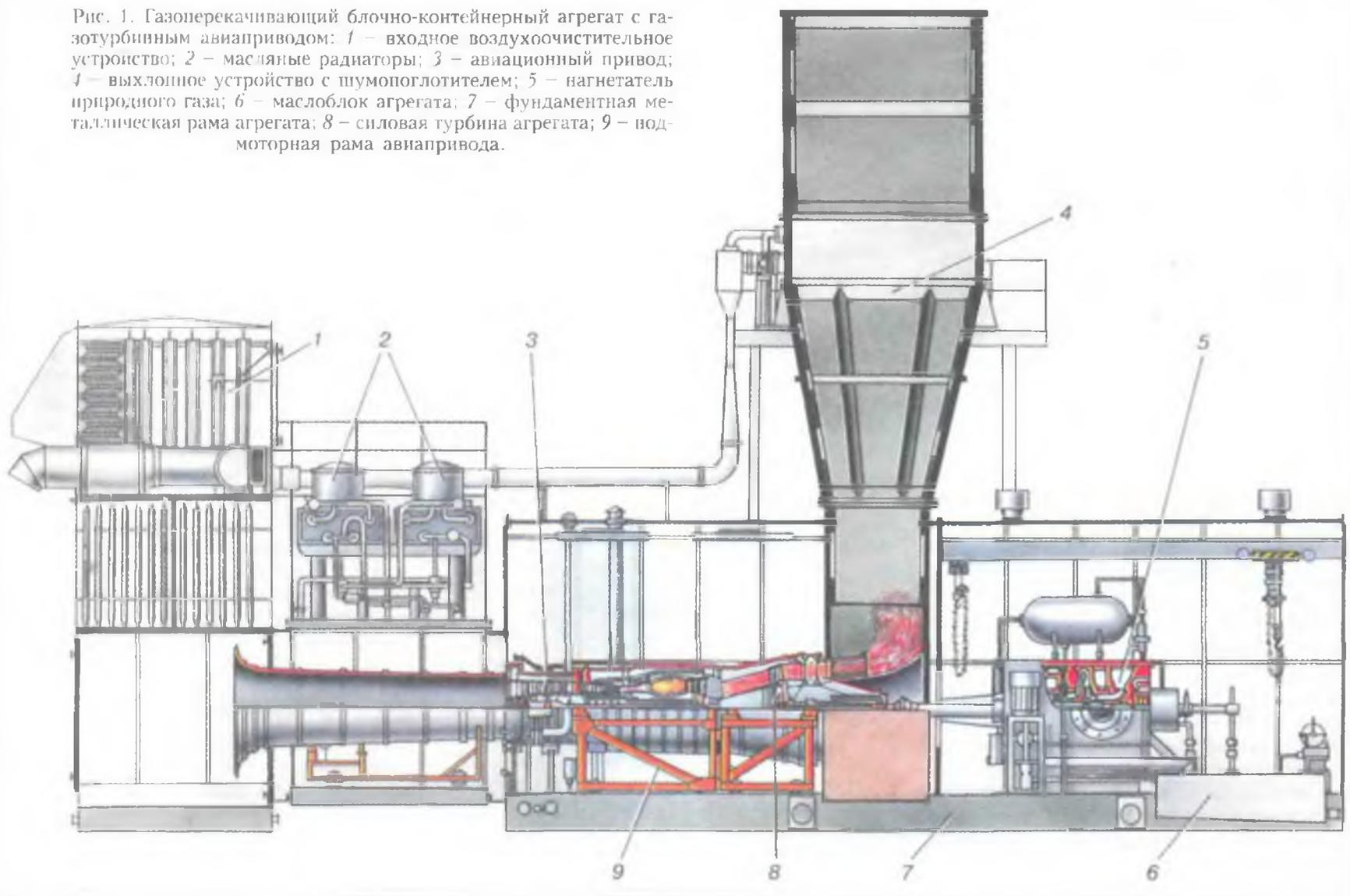


Рис. 2. Газовый компрессор: 1 – ротор; 2 – датчик вибрации; 3 – подшипник опорный; 4, 5 – кольцо статорное; 6 – корпус; 7 – крышка; 8 – уплотнение; 9 – внутренний корпус; 10 – втулка; 11 – улитка; 12 – крышка; 13 – кронштейн; 14 – опорно-упорный подшипник; 15 – датчик осевого сдвига; 16 – блок маслонасосов; 17 – уплотнительное кольцо; 18 – диафрагма.

При низких тем-рах атм. воздуха газотурбинная установка способна развивать мощность до 120% от номинальной величины.

Эффективность (экономичность) газотурбинной установки характеризуется величиной кпд, выражаемого отношением

полезной мощности (энергии) на муфте к величине тепловой мощности (энергии), подводимой с топливным газом (рассчитанной по нижней теплоте сгорания). Эксплуатируемые газотурбинные установки имеют кпд от 0,24 до 0,35 (в перспективе уровень 0,30–0,40).

Высокая степень индустриализации стр-ва ГПА достигается блочной конструкцией и полной заводской готовностью его оборудования. Блоки должны обеспечивать возможность их транспортирования ж. д., водным и спец. автомоб. транспортом, масса блока обычно не более 60 т. Для агрегатов мощностью до 10 МВт все оборудование ГПА может быть размещено в одном блоке; другие блоки включают в себя воздухозаборное и выхлопное устройства, воздушные маслоохладители и др. Наружные трубопроводы и электрич. коммуникации, соединяющие блоки, должны быть сведены к минимуму и обеспечивать быстрое соединение блоков. Все оборудование должно вводиться в работу без разборки и ревизии в процессе монтажа. Установка ГПА на площадке компрессорной станции производится: в общем здании для нескольких агрегатов; в индивидуальном здании (укрытии); в контейнере заводского изготовления.

Высокая тем-ра выхлопных продуктов сгорания (300–400 °С) обеспечивает возможность утилизации тепла, к-рая прежде всего обеспечивает собств. нужды компрессорной станции и близлежащих поселков.

В качестве пускового устройства применяется турбодетандер (пневмостартер), работающий на транспортируемом газе (со сбросом в атмосферу), или электро-

стартер мощностью до 200 кВт. Время пуска – не более 30 мин.

Система автоматич. упр-ния (САУ) ГПА обеспечивает след. автоматич. функции, позволяющие эксплуатировать его без постоянного присутствия обслуживающего персонала: выполнение и контроль предпусковых операций; пуск, нормальный и аварийный останов; регулирование и контроль параметров; защиту ГПА на всех режимах работы; распределение электропитания; связь агрегата с цеховой САУ; сбор, обработку и представление информации о режимах работы ГПА.

В маслосистемах ГПА используются масла пром. назначения: минеральные или синтетические (как правило, только для двигателей авиационного типа). Безвозвратные потери масла от 0,5 до 1 кг/маш-ч. Охлаждение масла – воздушное.

Газотурбинные газоперекачивающие аппараты относятся к установкам долговрем. использования: общий технич. ресурс (до списания) агрегата назначается 100 тыс. ч и более. Однако отд. его элементы имеют ограниченный ресурс. Так, двигатель авиационного или судового типа может иметь общетехнич. ресурс 30–60 тыс. ч. Для газотурбинных установок пром. типа заменяются нек-рые узлы горячего тракта (так, ресурс лопаток 1-х ступеней турбины и жаровых труб камеры сгорания может назначаться 25–30 тыс. ч паработки). Ресурс между ср. ремонтами обычно равен ок. 12 тыс. ч, между капитальными ремонтами – 20–30 тыс. ч.

При создании и эксплуатации ГПА должен быть выполнен целый ряд экологич. требований и стандартов безопасности труда: пожаробезопасность, ограничение тепловыделений и темп-р поверхностей, снижение шума, ограничение вредных выбросов с выхлопными (дымовыми) газами. ГПА оборудуются автоматич. противопожарной системой, включающей в себя датчики пожарной ситуации и систему пожаротушения. Для снижения шума применяются шумоглушители во всасывающем и выхлопном трактах, а также спец. теплошумоизолирующие кожухи.

Показатели токсичности выхлопных продуктов сгорания – важная экологич. характеристика ГПА. Контролю и учету подлежат выбросы с *продуктами сгорания* оксидов азота и оксида углерода, концентрации к-рых в выхлопных газах не должны превышать соответственно 150 и 300 мг/м³ (перспективный уровень – 50 мг/м³).

Выхлопное устройство ГТУ (включая дымовую трубу) должно обеспечивать рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере до уровня допустимых концентраций как для рабочей зоны, так и близлежащих населенных пунктов. Высота дымовой трубы обычно 12–25 м.

В. А. Щуровский.

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ (КОНДЕНСАТОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ) ЗАВОД (ГПЗ) – пром. предприятие по переработке природного и попутного газа, *газового конденсата* с получением индивидуальных углеводородов и их смесей, а так-



Цех газоперерабатывающего завода.

же сопутствующих продуктов (серы, гелия) и *газотурбинных топлив*.

Первые Г.з. в России по переработке *нефтяных газов* созданы в 1920-х гг. (мощностью 100–300 тыс. м³/сут) и были ориентированы только на *отбензинивание газа*. В 1930-х гг. в быв. СССР построены Г.з. для переработки попутного нефтяного и природного газа в Башкирии, Татарстане, Куйбышевской обл., на Сев. Кавказе и др. Возникновение газопереработки в быв. СССР как самостоятельной подотрасли относится к концу 1960-х – нач. 1970-х гг. и связано с бурным ростом газовой отрасли.

Совр. Г.з. (*Астраханский газоперерабатывающий завод, Оренбургский газоперерабатывающий завод, Сосногорский газоперерабатывающий завод, Уренгойский з-д подготовки конденсата, Сургутский завод стабилизации конденсата*) – это предприятия, перерабатывающие десятки млрд. м³ газа и газового конденсата в год. В их состав входят: пункт приема и подготовки газа и конденсата, *компрессорные станции*, технологич. установки (очистки газов от кислых компонентов, отбензинивания и осушки газа, выделения этана, пропана, бутана и пентана, произ-ва серы, стабилизации и переработки газового конденсата), а также вспомогательные объекты, товарные парки и службы водо-, паро- и электроснабжения.

На перерабатывающих предприятиях ОАО «Газпром» осуществляются след. технологич. операции: *сепарация газа* (идентична сепарации газа на промысле), глубокая осушка и *извлечение легких углеводородов* низкотемпературной конденсацией и ректификацией, произ-во гелия и этана фракционированной конденсацией газа при его глубоком охлаждении, *абсорбционная очистка* газа от кислых компонентов растворами аминов, *адсорбционная очистка* газа от меркаптанов цеолитами, *низкотемпературной масляной абсорбцией* и *низкотемпературной конденсацией*.

Для получения серы на Г.з. применяются *Клауса процесс* и процесс *Сульфрен* для доочистки отходящих газов установок Клауса.

Технология взаимодействия меркаптанов со щелочью с образованием меркаптидов натрия, к-рые при кипячении разрушаются, лежит в основе произ-ва *одорантов*.

Получение моторных топлив из газового конденсата осуществляется на Сургутском з-де, Астраханском ГПЗ, Сосногорском ГПЗ, а также на *малогабаритных установках*, являющихся по существу мини-заводами.

Одно из перспективных направлений газопереработки – получение синтетич. топлив и др. ценной химич. продукции. Перспективы отрасли в области более полной переработки природного газа и конденсата связаны со стр-вом Архангельского з-да по произ-ву *метанола*, Новоуренгойского газохимич. комплекса по произ-ву полиэтилена, Астраханского и Оренбургского газохимич. комплексов.

Х. И. Исмаилова.

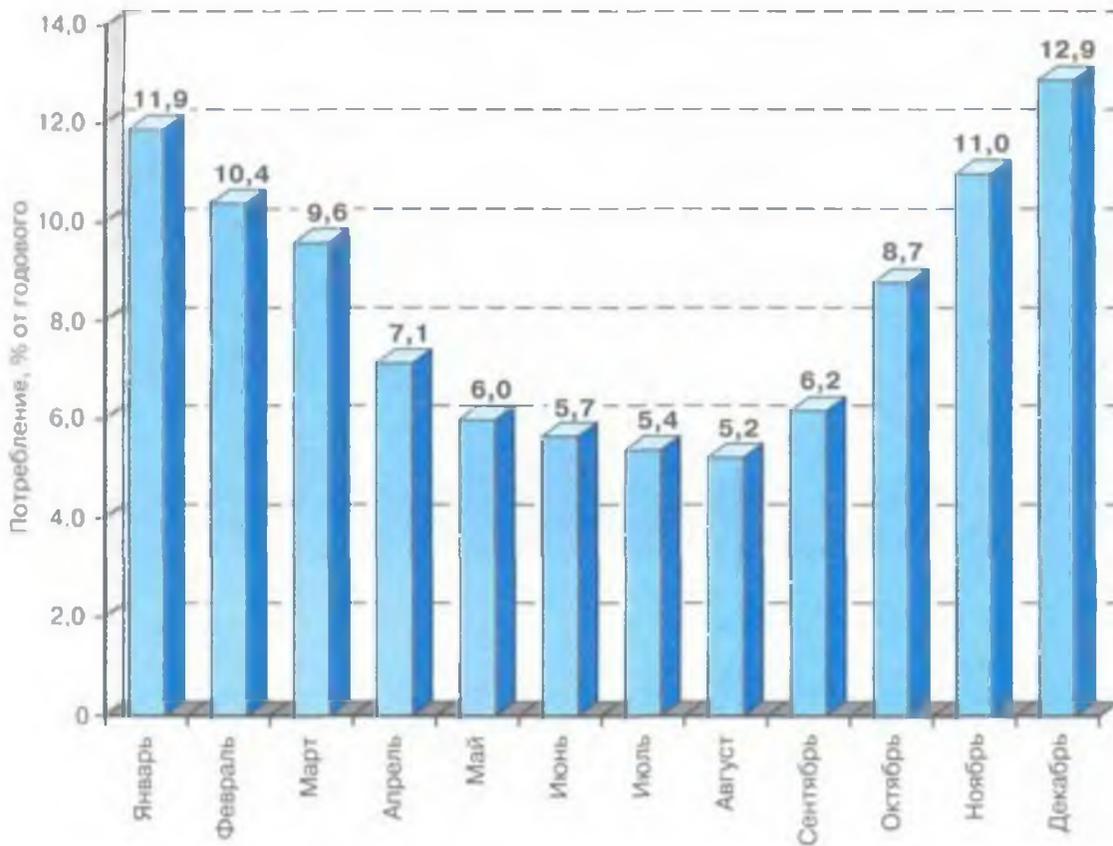
ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ – использование природного газа пром. и бытовыми объектами.

Выделяют Г. бытовыми, коммунальными, пром. объектами, электростанциями, связанное с отоплением и вентиляцией. Величину Г. определяют на конец расчетного периода: бытового (с учетом перспективы развития объектов потребления газа) – по нормам, отнесенным к 1 чел.; коммунального – отнесенным на ед. продукции; связанного с отоплением и вентиляцией – по нормам, учитывающим тепловую характеристику зданий и климатич. условия; остальных сфер – по данным фактич. расхода или нормам расхода др. видов топлива. На рис. (см. стр. 110) представлен типичный график Г. одного из крупных городов мира.

Не постоянный по времени расход газа вызывает неравномерность Г., к-рая может быть вызвана случайными событиями (резкое изменение погодных условий, нарушения в системе газо- и энергоснабжения) и закономерными явлениями.

Закономерные неравномерности можно подразделить на суточную, недельную, сезонную, многолетнюю.

Суточная неравномерность Г. связана с изменением потребления газа в течение суток, недельная – в течение недели.



Типичный график потребления газа.

Подземные хранилища газа, расположенные непосредственно у крупных потребителей газа, могут играть роль регуляторов суточной и недельной неравномерности. Эти виды неравномерности газоснабжения регулируются также за счет аккумулирующей способности газопроводов.

Наряду с регулированием неравномерности Г. и покрытием пиковых расходов подземные хранилища предназначены для обеспечения надежности газоснабжения на случай наступления непредвиденных ситуаций. С этой целью в них создаются резервы газа, среди которых выделяют оперативные и народно-хозяйственные.

Оперативные резервы бывают компенсирующие, аварийные и общесистемные. Компенсирующие резервы создают для обеспечения устойчивого газоснабжения на случай отклонения в отопительный период темп-р наружного воздуха от среднесуточных показателей (наступление холодных зим). Аварийные резервы компенсируют снижение или перемены подачи газа при наступлении аварийных ситуаций в *газотранспортных системах*. Общесистемные резервы восполняют непредвиденное снижение ожидаемых поставок нар. хоз-ву других видов топлива.

Народно-хозяйственные резервы создают для компенсации допустимой погрешности при прогнозировании развития топливно-энергетич. комплекса на перспективу, а также для обеспечения устойчивого Г. на случай стихийных бедствий и др. экстремальных ситуаций. Они включают гос. резервы (принадлежат системе Госрезерва России и хранятся в подземных хранилищах ОАО «Газпром» на договорных условиях) и собственные резервы «Газпрома».

В начальной стадии развития подземного хранения газа осн. назначением подземных хранилищ было регулирование сезонной неравномерности газоснабжения, что связано с переходом осн. части объектов добычи на режимы постоянной и падающей добычи и созданием сезонных запасов газа. Необходимая величина этих запасов определяется показателем объема неравномерности — кол-во газа, которое при равной подаче по газотранспортной системе недостает в периоды превышения потребления над ср. подачей либо не может быть использовано в периоды снижения Г. против среднегодового уровня за определенный период (как правило, за год).

Необходимые сезонные запасы газа могут быть также определены показателем относительной величины неравномерности — отношение необходимого запаса газа в подземном хранилище к суммарному объему потребления газа за определенный период (в %).

Важным параметром подземного хранилища является также его потенциальная возможность по макс. суточному и по среднесуточному отборам газа на протяжении отопительного сезона и определяется коэффициентом неравномерности Г. для данного региона — отношение среднесуточной потребности в газе в самую холодную пятидневку отопительного периода к среднесуточному потреблению за этот же период. Необходимый макс. суточный отбор из подземного хранилища газа определяется как разность между макс. суточной потребностью в газе и среднесуточной подачей по системе *магистральных газопроводов*.

С. И. Трегуб.

ГАЗОПРОИЗВОДЯЩИЕ ПОРОДЫ, см. Газоматеринские породы.

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ — система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них. Наружным газопроводом наз. подземный, наземный и(или) надземный газопровод, проложенный вне здания до наружной конструкции здания. Природный газ в Г. с. высокого давления поступает из *магистрального газопровода* через *газораспределительную станцию*, в Г. с. среднего и низкого давления — через *газораспределительные пункты*. По назначению различают газопроводы Г. с.: магистральные (городские и межпоселковые) — проходят до головных газораспределительных пунктов; распределительные (уличные, внутриквартальные, межцеховые и др.) — от газораспределительных пунктов до вводов; вводы — от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе в здание; вводные газопроводы — от включающего устройства; внутренние газопроводы — от вводного газопровода до места подключения газового прибора. Газопроводы Г. с. бывают низкого (до 0,005 МПа), среднего (от 0,05 до 0,3 МПа), высокого (от 0,3 до 0,6 и от 0,6 до 1,2 МПа) давлений. Характер источников питания и конфигурация Г. с. определяются объемами газопотребления, структурой, плотностью застройки и др.

Трассы Г. с. проектируют с учетом обеспечения миним. протяженности трубопроводов. Г. с. выполняют тупиковыми и кольцевыми с дублированием отд. элементов (для повышения *надежности* газоснабжения). Кольцевым газопроводам придают удлиненную форму, вытянутую в направлении осн. движения подаваемого газа. Гидравлич. режимы работы Г. с. принимаются из условий обеспечения устойчивой работы *газорегуляторных пунктов* и установок, а также горелок коммунальных и пром. потребителей при максим. допустимых перепадах давления газа.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Кошловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА — имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям. Это комплекс газопроводов и сооружений, предназначенных для транспортировки, регулирования и использования природного газа и *сжиженных углеводородных газов* (СУГ). Природный газ может быть компримированным (КПГ) и сжиженным (СПГ). Источниками поступления природного газа в Г. с. служат обычно *газораспределительные станции*, конечными пунктами — потребители (оборудование), использующие газ в качестве топлива.

В состав Г. с. входят: наружные газопроводы природного (с избыточным давлением не более 1,2 МПа) и сжиженного

Таблица. Классификация газопроводов газораспределительных систем

Рабочее давление в системе, МПа:	Вид транспортируемого газа	Классификация газопровода
св. 0,6 до 1,2	Природный газ (в т.ч. сжиженный углеродородный) и сжиженные углеводородные газы	Высокое давление 1-й категории
св. 0,6 до 1,6	Сжиженные углеводородные газы	Высокое давление 1-й категории
св. 0,3 до 0,6	Природный газ (в т.ч. сжиженный углеродородный) и сжиженные углеводородные газы)	Высокое давление 2-й категории
св. 0,005 до 0,3 до 0,005	То же	Среднее давление
	»	Низкое давление

углеводородного (не более 1,6 МПа) газа, прокладываемые вне и на территории городских и сельских поселений; сооружения и устройства на газопроводах, средства *электрохимической защиты*; *газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки*, внутренние газопроводы и газовое оборудование предприятий, котельных, теплоэлектроцентралей, теплоэлектростанций, зданий и сооружений всех назначений; *газонаполнительные станции* (пункты), промежуточные склады баллонов, станции *регазификации*, автомоб. газозаправочные станции; резервуарные, групповые и индивидуальные баллонные установки СУГ. Классификация газопроводов Г. с. в зависимости от давления и вида транспортируемого газа приведена в табл.

Газ, предусмотренный в качестве топлива, должен соответствовать ГОСТам, принятым для природного газа и для СУГ.

Для наружных газопроводов (проложены вне зданий до наружной конструкции здания) и внутр. газопроводов (проложены от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри здания газоиспользующего оборудования) всех давлений используют трубы и соединительные детали, изготовленные, согласно ГОСТам, из спокойной углеродистой стали марок Ст2, Ст3, Ст4 или О8, 10, 15, 20, низколегированной стали марок О9Г2С, 16ГС, 17ГС, 17Г1С не ниже 3-й категории и стали 10Г2.

Для подземных газопроводов также предусматривают в соответствии с областью их применения *полиэтиленовые трубы*, регламентируемые нормами и правилами в соответствии с требованиями ГОСТа. Трубы для газопроводов СУГ жидкой фазы предусматривают стальными. Для внутр. газопроводов низкого давления применяют металл. трубы в соответствии с ГОСТом и утвержденными технич. условиями, разрешаются также трубы из меди.

Присоединение газовых приборов, баллонов СУГ можно осуществлять гибкими рукавами.

Запорная и регулирующая арматура (см. в ст. *Арматура*) должна быть предназначена для газовой среды.

Прокладка наружных газопроводов может быть подземной, надземной или

наземной. Соединения труб, изготовленных из одного материала, должны быть неразъемными. Глубину прокладки подземных газопроводов принимают не менее 0,8 м до верха трубы или футляра.

Подземные газопроводы и резервуары СУГ, стальные вставки полиэтиленовых газопроводов и стальные футляры следует защищать от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

В. В. Попов.

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ (ГРС) магистральных газопроводов – совокупность установок и технич. оборудования, измерительных и вспомогательных систем для распределения газа и регулирования его давления. Кроме того, на ГРС осуществляют дополнительную очистку газа от механич. примесей, *одоризацию*, защиту трубопроводов и линейного оборудования от недопустимых повышений давления, коммерч. учет объемного расхода газа по крупным потребителям или районам.

ГРС сооружают на промежуточных и конечных пунктах *магистральных газопроводов* или отходящих от них газопроводах с пропускной способностью 500 и более тыс. м³/ч газа при *стандартных условиях*. *Поставка газа* потребителям осуществляется в соответствии с принятым в 1966 «Правилами подачи газа магистральным газопроводам и потребителям», а распределение объемов подачи и величина избыточного давления поставляемого газа устанавливаются договором, заключенным между поставщиком и потребителем.

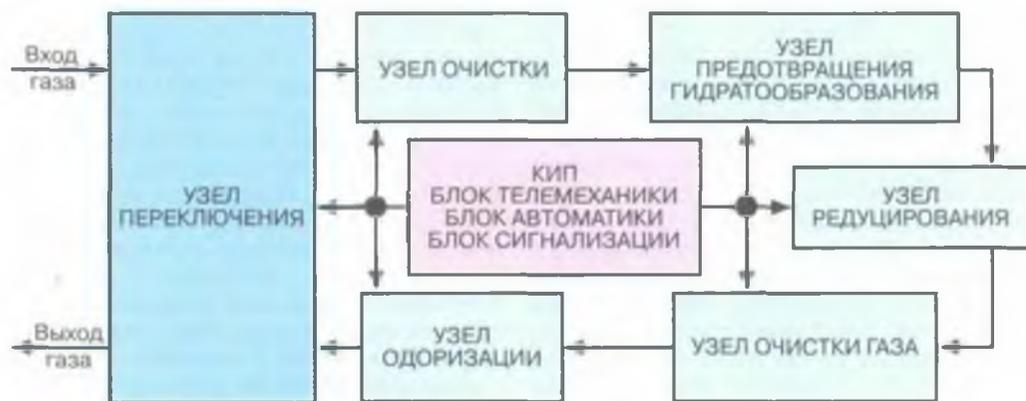
В состав ГРС входят осн. технологич. узлы (рис.): переключения; очистки га-

за; предотвращения *техногенного гидратаообразования* (при необходимости); редуцирования давления; измерения и коммерч. учета расхода газа; одоризации; КИП и автоматики, а также средства связи (в т.ч. с потребителями газа), устройства телемеханики, электроосвещения, молниезащиты и защиты от статич. электричества, отопления и вентиляции, защиты от *коррозии* технологич. трубопроводов и коммуникаций. Территория ГРС как правило, ограждена и обеспечена охранной сигнализацией и размещается вне черты перспективной застройки города или населенного пункта с существующими расстояниями до населенных пунктов и отд. пром. и других предприятий, а также зданий и сооружений при газопроводах I и II класса. На ограждении указывается название ГРС и эксплуатирующее предприятие с указанием ответственного лица за эксплуатацию, а также предусматриваются предупреждающие знаки («Въезд запрещен», «Газоопасно», «Взрывоопасно», «Курить запрещается», «С огнем не приближаться»).

Надежность и безопасность эксплуатации ГРС обеспечивают: периодич. контроль за технич. состоянием технологич. оборудования, узлов, средств и устройств, включая системы автоматич. защиты; поддержание их в исправном технич. состоянии за счет соблюдения нормальных режимов работы и правил эксплуатации, а также своеврем. выполнения ремонтно-профилактич. работ; своеврем. модернизация и реновация морально и физически изношенного оборудования, узлов, средств и устройств; соблюдение требований к зоне миним. расстояний до населенных пунктов, пром. и с.-х. предприятий, зданий и сооружений; своеврем. предупреждение и ликвидация отказов; соблюдение правил устройств и эксплуатации электроустановок.

Ввод в эксплуатацию ГРС после строительства и модернизации без выполнения пусконаладочных работ без соответствующего оформления приемосдаточного акта и регистрации сосудов, работающих под давлением, без наличия связи с потребителем запрещается.

Порядок допуска на ГРС посторонних лиц и въезд транспорта определяются соответствующим подразделением производств. предприятия. Имеющаяся охран-



Структурная схема газораспределительной станции с одним потребителем газа.

ная сигнализация содержится в исправном состоянии.

В зависимости от пропускной способности, исполнения, кол-ва выходных трубопроводных коллекторов условно выделяют ГРС малой пропускной способности до 25 тыс. м³/ч (типовой ряд 1,5; 10 и 25 тыс. м³/ч), изготовляемые разл. заводами в блочно-комплектном исполнении, в к-рых все технологич. оборудование размещается в нескольких металл. блоках или шкафах; ГРС средней пропускной способности до 100 тыс. м³/ч (типовой ряд 50 и 100 тыс. м³/ч) выполняются в блочном исполнении с 1 или 2 выходными трубопроводами для подачи газа к потребителям, часть технологич. оборудования размещается в блок-боксах (газорегуляторное оборудование, КИП и аппараты, а также система отопления), а другая — на открытой площадке (узлы очистки газа, устройство ввода метанола в коммуникации ГРС, часть запорной арматуры, в т.ч. измерительных трубопроводов для учета газа, предохранительных клапанов для защиты технологич. трубопроводов от недопустимого давления газа); ГРС большой пропускной способности до 200 тыс. м³/ч (типовой ряд 150 и 200 тыс. м³/ч) сооружают для снабжения (распределения) газом крупных пром. объектов и районов. ГРС с пропускной способностью св. 200 и более тыс. м³/ч или подающие газ особо ответственным потребителям газотранспортных предприятий выполняются по индивидуальным проектам.

Служба эксплуатации ГРС организуется и входит в состав линейно-производств. упр-ния на основании приказа по производств. предприятию с целью осуществления централизов. технич. обслуживания ГРС и выполнения ремонтных и профилактич. работ, а также мероприятий, обеспечивающих бесперебойную и безопасную эксплуатацию станции. Все виды работ на ГРС выполняются в соответствии с действующими гос. и ведомств. нормативно-технич. документами.

В зависимости от степени автоматизации, телемеханизации, пропускной способности, категории (квалификации) потребителей и местных условий эксплуатация ГРС может быть: централизованная — без обслуживающего персонала, плановые профилактич. и ремонтные работы осуществляются 1 раз в неделю персоналом службы ГРС (при факт. пропускной способности не более 25 тыс. м³/ч); периодическая — обслуживание в 1 смену одним оператором, периодически посещающим ГРС (не более 50 тыс. м³/ч); надомная — обслуживание 2 операторами, работающими по графику ГРС (не более 150 тыс. м³/ч); вахтенная — круглосуточное дежурство обслуживающего персонала посменно, работающего в соответствии с утвержденным графиком на ГРС (св. 150 тыс. м³/ч) с двумя и более выходными коллекторными трубопроводами.

ГРС обеспечивают автоматич. регулирование выходного давления газа, подаваемого потребителю с относительной по-

грешностью, не превышающей $\pm 10\%$ от установленного рабочего давления газа, а также сигнализацию и автоматич. защиту от недопустимых отклонений давления на выходе газа ГРС. Пределы срабатывания защитой автоматики ($+10\%$), аварийной сигнализации ($+7\%$), предохранительных клапанов ($+8\%$) от заданного значения давления газа на выходе ГРС устанавливаются договором между поставщиком и потребителем.

Измерение объемного расхода и контроль за качеств. показателями поставляемого газа должны выполнять в соответствии с действующей нормативно-технич. документацией Госстандарта России и ОАО «Газпром», а порядок коммерч. учета газа устанавливается производств. предприятием. При эксплуатации узла измерения объемного расхода газа ГРС все КИП и расходомеры должны быть своевременно поверены органами Госстандарта.

При неравномерном газопотреблении измерения на ГРС должны выполняться при расходах газа не ниже 30% от номинального расхода при применении диафрагменных расходомеров и 20% при применении турбинных и роторных счетчиков кол-ва газа, а также при расходе газа св. 95%. Рабочие пределы измеряемых расходов газа (30–95)% и (20–95)% обеспечиваются за счет подключения к диафрагме соответствующего измерительного расходомерного прибора и переключения в измерительных трубопроводах узла редуцирования вручную оператором или автоматическим.

Сроки и периодичность технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств устанавливаются производств. предприятием в зависимости от технич. состояния и в соответствии с требованиями заводских инструкций по эксплуатации, а также положений по эксплуатации ГРС и о планово-предупредительном ремонте средств измерений и автоматики. Проведение текущего ремонта технологич. оборудования, систем и устройств узлов ГРС определяется рук-вом линейно-производств. упр-ния на основании графиков проведения планово-предупредительного ремонта и результатов плановых осмотров в процессе эксплуатации ГРС. Для оборудования, систем и устройств ГРС устанавливаются периодич. технич. обслуживание, текущий и капитальный ремонты.

Контроль за техническим состоянием ГРС предусматривает: визуальный осмотр осн. технологич. узлов и вспомогательных устройств с выявлением внеш. признаков их неисправностей и утечек газа из оборудования, запорной арматуры, трубопроводов и коммуникаций; осмотр сальниковых уплотнителей и фланцевых соединений, а также проверку герметичности соединительных линий, в т.ч. импульсных труб пневматич. приборов; проверку функционирования технологич. узлов и вспомогательных устройств с учетом режимов их работы; осмотр и проверку систем и устройств подогрева газа (при палинии), отопления, вентиля-

ции, электроосвещения, молниезащиты и защиты от статич. электричества, устройств защиты от коррозии; проверку и осмотр средств и систем КИП и автоматики, сигнализации, связи и телемеханики (в т.ч. охранной сигнализации); осмотр и определение работоспособности одоризационной установки.

Для оценки технич. состояния производят периодич. диагностич. проверку состояния металла труб и оборудования (не реже 1 раз в 5 лет), работающих в условиях переменных давлений и температур газовых потоков, вибраций, воздействий коррозии и эрозии, а работы по диагностике технологич. трубопроводов и оборудования проводятся организацией, имеющей лицензию на право произ-ва этих работ с указанием соответствующей методики (инструкции).

ГРС является опасным производств. объектом. Все работы по эксплуатации и ремонту оборудования и систем должны производиться в соответствии с установленными требованиями. Для исключения возможности доступа посторонних лиц на территории возводится ограждение высотой не менее 2 м и устанавливается охранный периметр ГРС и газопровода-отвода.

Непосредственно на ГРС имеется осн. технич. документация: технич. паспорт; должностные инструкции обслуживающего персонала; принципиальная технологич. схема с КИП и автоматики; инструкция по эксплуатации станции; ГОСТ (или инструкция) по измерению расхода объемного расхода газа; правила подачи газа в магистральный газопровод и потребителям; журнал оператора; план-график проведения планово-предупредительных ремонтов; журнал проверки рабочих зон и помещений станции, а также газопроводов, запорной арматуры и газового оборудования собств. нужд на загазованности; инструкции по технике безопасности при хранении и использовании одоранта и метанола; правила оказания доврачебной помощи (набор медикаментов, инструментов и перевязочных материалов).

А. П. Подкопаев, Э. Т. Галиуллин.

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНАЯ УСТАНОВКА

(ГРУ) — автоматич. устройства, выполняющие функции регулирования и стабилизации давления газа на входе в газораспределительные газопроводы высокого, среднего и низкого давления. Устанавливаются внутри газифицируемых помещений вблизи от ввода газопровода. Подача газа от ГРУ к потребителям, расположенным в др. отдельно стоящих зданиях, не допускается. Подробно см. в ст. Газорегуляторный пункт.

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ (ГРП) — автоматич. устройства, выполняющие функции регулирования и стабилизации давления газа на входе в газораспределительные газопроводы высокого, среднего и низкого давления (рис. 1).

Различают районные и квартальные ГРП: размещаемые в спец. шкафах (рис. 2) — шкафные регуляторные пункты (ШРП); газорегуляторные установки пром. предприятий (ГРУ), имеющие аналогичное с ГРП назначение.

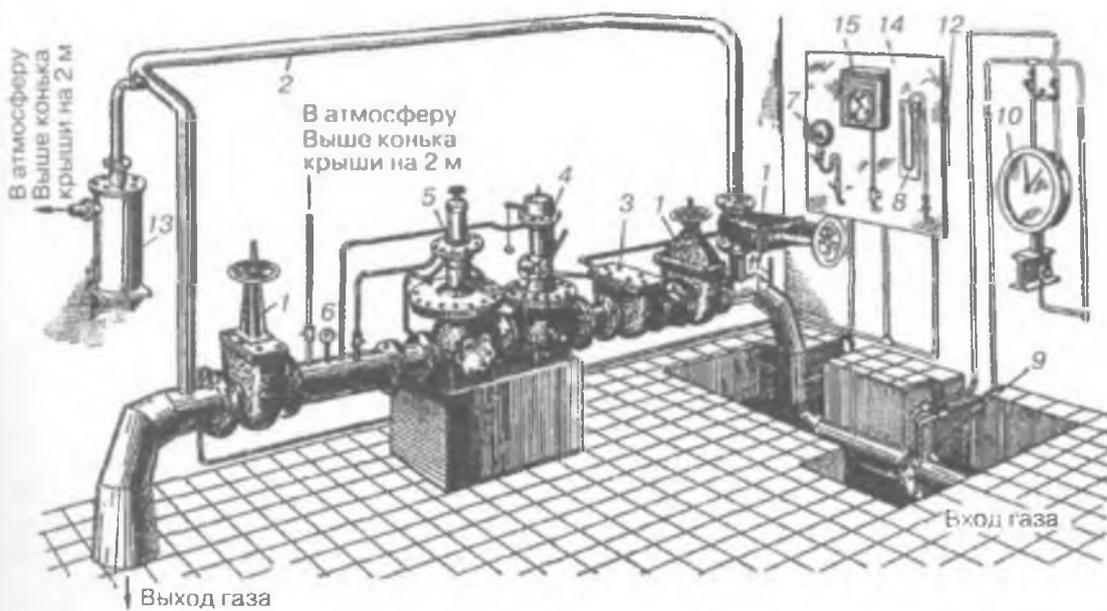


Рис. 1 Технологическая схема газорегуляторного пункта: 1 – задвижка; 2 – байпас; 3 – фильтр; 4 – запорный клапан; 5 – регулятор давления; 6 – патрубок на манометр; 7 – пружинный манометр; 8 – жидкостный манометр; 9 – регистрирующий манометр; 10 – дифференциальный манометр; 11 – термометр; 12 – термометр для измерения температуры воздуха; 13 – гидравлический затвор; 14 – пилт для приборов; 15 – самопишущий манометр.

Если в регуляторном пункте снижается высокое давление (1,2 МПа) на высокое (0,06 МПа) или высокое на среднее, то такой регуляторный пункт наз. головным ГРП.

ГРП и ГРУ снижают давление газа, поступающего из газопровода, до заданной величины; поддерживают заданное давление на выходе независимо от изменений потребления газа и его давления на входе; прекращают подачу газа при превышении или понижении давления на входе сверх заданных пределов; очищают газ от механич. примесей; производят учет кол-ва газа.

ГРП сооружают на терр. городов, населенных пунктов, пром. и коммунальных предприятий, а ГРУ размещают внутри газифицируемых помещений. В зависимости от величины давления газа на входе в ГРП и ГРУ последние подразделяются на: среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа; высокого давления – от 0,3 до 1,2 МПа.

Для снабжения газом отд. домов, а также небольших коммунальных и пром.

потребителей применяют шкафные регуляторные пункты.

Независимо от места установки, назначения или подключения ГРП, ГРУ и ШРП должны иметь след. оборудование: запорное устройство до и после установки; фильтр; предохранительно-запорный клапан; предохранительно-сбросной клапан; регулятор давления; фильтр, манометры – на входе, выходе, до и после фильтра (показывающие и по возможности регистрирующие); байпас.

В качестве отключающих устройств при диам. газопровода до 100 мм используют пробковые краны со смазкой, при больших диаметрах – клиновые, стальные задвижки.

Осн. оборудованием регуляторных пунктов являются регуляторы давления, надежная работа к-рых обеспечивается только квалифициров. обслуживанием. Осн. требование к регулятору давления – обеспечение устойчивой его работы во всевозможных режимах. Расчетная пропускная способность при нормальных условиях работы должна быть примерно на 20% больше требуемой макс. пропускной способности.

Все стационарные и часть шкафных регуляторных пунктов оснащаются регуляторами давления типа РДУК-2. Диаметр прохода регуляторов давления – 50, 100, 200 мм; диаметр седла осн. клапана – 35/50, 50/70, 105/140 мм; пилот управления – соответственно клапан высокого (КВ) и низкого (КН) давления. Входное давление газа у этих регуляторов – высокое и среднее. На выходе регуляторы могут обеспечивать с пилотом КВ давление газа 0,6–6,0 МПа, а с пилотом КН – любое давление до 0,06 МПа.

Выходное давление из ГРП контролируется предохранительно-запорным клапаном (ПЗК), к-рый предназначен для автоматич. прекращения подачи газа к потребителям в случае повышения или понижения давления в сети газопровода

в заданных пределах. ПЗК при срабатывании должен герметично перекрывать проход газа; протечка газа при макс. входном давлении не должна превышать 0,03–0,012 м³/ч в зависимости от условного диаметра (прохода).

Повышение давления газа на горелках приборов сверх допустимого предела может повлечь за собой отрыв пламени и поступление газа в помещение или рабочие камеры (топочные пространства) установок; понижение давления газа может вызвать проскок пламени на сопла горелок, разрушение их и неполное сгорание газа, если горение его внутри горелок не будет немедленно прекращено. Настройку ПЗК производят на минимум, т.е. на нижний предел срабатывания.

В качестве предохранительных сбросных устройств в составе осн. технологич. линии ГРП используются предохранительно-сбросной клапан (ПСК) или гидрозатвор. ПСК устанавливаются после регулятора давления на отводящем патрубке газопровода выходного давления и предназначены для удаления в атмосферу некого избыточного объема газа с целью предотвращения повышения давления выше заданного допустимого значения, на к-рый они настроены. ПСК настроены на срабатывание при превышении максимально допустимого давления на 30%.

Фильтры (сетчатые и волосяные) предназначены, чтобы задерживать поступление вместе с газом в оборудование ГРП и дальше к потребителю различного рода механич. включений (технологич. пыли от окалины, внутренней коррозии, абразивного истирания внутр. поверхностей труб). Фильтры циклонного типа используют эффект гравитации (грубая очистка), а касетного типа с патронами – снаряжены фильтрующим материалом. Последний должен иметь открытую пористость св. 70%, средний макс. диаметр пор 10 мкм, число пор на 1 см² ≥ 5000, уд. поверхность (отношение общей поверхности пор к объему) ≥ 0,25 м²/см³. Порог фильтрации – не ниже 5 мкм от начала фильтрования. Фильтры различаются по давлению, расходу газа, величинам миним. давления и потери давления и т.д.

Байпас (обводной газопровод) позволяет пропустить газ, минуя регулятор давления, и служит для снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене и ремонте оборудования. Для надежности и удобства ручного регулирования устанавливают два отключающих устройства – кран и задвижку.

Компоновка оборудования ГРП и ГРУ должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Оборудование размещают в отдельно стоящем здании размером 3×6 м, выполненном из кирпича. Освещение здания – естественное (через окно) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении). Отопление – водяное от газового водонагревателя типа АГВ, к-рый уста-



Рис. 2. Шкафный регуляторный пункт.

павливается в изолированном от помещения тамбуре, где размещается осн. оборудование. Широкое распространение получили ГРП в блочном исполнении, ускоряющие процесс их стр-ва.

ШРП в зависимости от выбранного регулятора давления имеют большой диапазон применения. Конструкция шкафов может быть самой различной. К настенным регуляторам должны предъявляться более высокие требования в отношении надежности и безопасности работ. Для большей надежности обычно устанавливают два параллельно работающих регулятора. Обычно ШРП устанавливаются на столбах, на стенах зданий, а также в будках.

Ю. А. Белов.

ГАЗОРЕДУЦИРУЮЩИЙ ПУНКТ – комплекс устройств для снижения давления газа, отводимого из трубопровода или емкости к разл. объектам, и поддержания его на одном уровне. Г. п. бывают стационарными и передвижными. Осн. устройства Г. п.: редукционный клапан, вентиль (на входе в Г. п.), предохранительный клапан, пылеуловитель (на входе в Г. п.). С помощью редукционных клапанов осуществляется снижение и поддержание постоянного давления. При значении этого параметра на входе в Г. п. до 6,4 МПа применяют двухседельные клапаны, до 1,6 МПа – односедельные, до 1 МПа – трехходовые, планговые или диафрагменные. Наибольшее распространение имеют первые два типа клапанов. При давлении 6,4 МПа и выше в схемах Г. п. используют также клапаны т. н. малых расходов (пропускная способность менее 4 м³/ч). В одном и том же корпусе может быть смонтирована дроссельная пара для различных условных пропускных способностей. При полном прекращении отбора газа клапан автоматически закрывается. Вентиль и предохранительный клапан устанавливают перед редукционным клапаном для обеспечения надежной работы Г. п. и предупреждения поступления газа высокого давления в газовую сеть или технологич. узел. Пылеуловители включают в схему Г. п. при высоких скоростях прохождения газа через седло редукционного клапана (400–500 м/с) и наличии в газе механич. примесей. Недостаток Г. п. – отсутствие точной регулировки давления газа. Большая точность достигается при применении автоматич. регуляторов газа, действующих на *газораспределительных станциях*.

ГАЗОСБОРНАЯ СЕТЬ – система газопроводов, предназначенная для сбора и транспортировки газа за счет его *пластовой энергии* от скважин на газосборные пункты и далее на *головные сооружения* магистрального газопровода. Г. с. включает: газопроводы от одной-двух скважин до *установок комплексной подготовки газа* или газосборного коллектора; газосборный коллектор.

Система газосборного коллектора определяется конфигурацией и размерами м-ния, сеткой размещения и *дебитом* отд. скважин, кол-вом и харак-

теристикой *продуктивных горизонтов*, технологич. схемой промышленной подготовки газа к транспорту, требованиями, предъявляемыми к надежности подачи газа с промысла. Газосборные коллекторы сооружаются линейными, лучевыми, кольцевыми, групповыми и смешанными. На совр. промыслах осн. система коллекторов – групповая. Газосборный коллектор может быть единым для м-ния и раздельным для сбора газов разл. продуктивных горизонтов в случае, когда они отличаются содержанием углеводородного конденсата, кислых компонентов, величиной *пластового давления*. Диаметр газосборного коллектора 100–1400 мм. Значение этого параметра в линейных и лучевых газосборных коллекторах обычно непостоянно и увеличивают его по мере подключения отд. скважин или групповых пунктов. Диаметр кольцевых и смешанных групповых коллекторов, как правило, постоянен и определяется из условий полного обеспечения подачи газа в период ликвидации аварий. Давление в Г. с. определяется технологией промышленной подготовки и магистральным транспортом газа. На участке Г. с. от скважин до газосборных пунктов макс. величина его 20 МПа, от сборных пунктов до *магистрального газопровода* 7,5–10 МПа.

Г. с. прокладывают на глубину промерзания грунта (обычно на 1–1,5 м от верхней образующей трубы). В р-нах распространения *многолетнемерзлых пород* применяют наземные (присыпаемые грунтом) Г. с. При *переходе* через водные преграды и заболоченные участки сооружают подземные Г. с. (на сваях). Для предохранения труб от *коррозии* применяют *антикоррозийное покрытие*, а также активную электроизоляцию.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГАЗОСБОРНЫЙ КОЛЛЕКТОР, см. в статьях *Газосборная сеть* и *Системы сбора газа*.

ГАЗСОДЕРЖАЩЕЕ СКОПЛЕНИЕ – независимо от фазового состояния скопление углеводородов, в к-ром в качестве самостоятельной фазы присутствует *свободный газ*. Г. с. могут быть чисто газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтегазовые и газонефтяные.

ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА – совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей. Г. с. – связующее звено между м-ниями газа и его потребителями. Г. с. является основой *Единой системы газоснабжения* России.

В состав Г. с. входят: *магистральные газопроводы*, распределительные газопроводы, газопроводы-перемычки, отводы, подводы. Значительная удаленность м-ний природного газа от р-нов потребления вызывает необходимость стр-ва крупных Г. с.

С открытием в 1960-х гг. уникальных по запасам газа *Медвежьего месторождения*, *Уренгейского месторождения*, *Ямбургского месторождения* и м-ний п-ова Ямал в Зап. Сибири, наряду с резким ростом спроса на природный газ отечеств.

и зарубежных потребителей, возникла необходимость магистрального транспорта сверхвысоких объемов газа.

Для решения этой задачи в стране впервые в мире созданы и эффективно эксплуатируются мощные Г. с. многониточных газопроводов (*условный диаметр* 1400 мм, *рабочее давление* 7,5 МПа), состоящие из отд. магистральных газопроводов, технологически связанных между собой *перемычками*.

Осн. преимущества многониточных систем по сравнению с одностичными газопроводами: повышенный (в 5–8 раз) объем транспортируемого газа; высокая эксплуатационная надежность; снижение затрат на стр-во и эксплуатацию газопроводов, проложенных в одном технологич. коридоре; миним. снижение объема транспортируемого газа при отказах отд. участков; возможность маневрирования транспортными потоками при проведении ремонтных работ (ремонт, врезка запорной арматуры и т. д.). Многониточные Г. с. эксплуатируются, как правило, при открытых перемычках. Миним. относительное снижение объема транспортируемого газа по системе при отказах отд. участков достигается при работе системы с открытыми перемычками.

Лит.: Правила охраны магистральных газопроводов, М., 1992.

В. В. Девичев.

ГАЗОТУРБИННЫЙ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ

– энергетич. установка для сжатия газа, работающая на газотурбинном приводе. Состоит из газотурбинной установки (газовой турбины), в к-рой тепловая энергия преобразуется в механич. работу (ГТУ), и газового компрессора. Подразделяется на *газоперекачивающие агрегаты* (ГПА) со стационарной ГТУ и с приводом от газотурбинных двигателей авиационного и судового типов.

Нормальную эксплуатацию ГПА обеспечивают след. системы и устройства: система автоматич. упр-ния, регулирования и защиты; входной тракт ГТУ с воздушоборными, воздухоочистительными, противообледенительными устройствами и шумоглушением; выходной тракт ГТУ с выхлопными (дымовыми) трубами (шахтами), шумоглушением и утилизационным теплообменником; система топливного и пускового газа с *запорной арматурой*; входные и выходные технологич. трубопроводы газового компрессора с запорными и регулирующими кранами («гитара»); масляная система ГПА с системой охлаждения; агрегатные устройства электроснабжения; системы вентиляции, пожаротушения, взрывозащиты и др.

Г. г. а. применяются на газопроводах разл. производительности и имеют мощностный ряд 2,5–4–6 (8)–10 (12)–16–25 МВт. Особенно эффективно их использование на *линейных компрессорных станциях* и *дожимных компрессорных станциях*, расположенных в удаленных р-нах и сложных климатич. условиях.

При низких темп-рах атм. воздуха ГТУ способна развивать мощность до 120% от номин. величины. Разл. типы эксплуати-

руемых ГТУ имеют кпд от 0,24 до 0,35 (в перспективе 0,30–0,40).

Высокая степень индустриализации стр-ва достигается блочной конструкцией и полной заводской готовностью оборудования ГПА. Блоки должны обеспечивать возможность их транспортирования ж.-д., водным и спец. автомоб. транспортом. Масса блока обычно не должна превышать 60 т. Для агрегатов мощностью до 10 МВт все оборудование (ГТУ, компрессор, вспомогательные устройства) может быть размещено в одном блоке; др. блоки включают в себя воздухозаборное и выхлопное устройства, воздушные маслоохладители и др. Наружные трубопроводы и электрич. коммуникации, соединяющие блоки, должны быть сведены к минимуму и обеспечивать быстрое соединение блоков. Все оборудование должно вводиться в работу без разборки и ревизии в процессе монтажа. Установка ГПА на площадке компрессорной станции может производиться: в общем здании для нескольких агрегатов; в индивидуальном здании (укрытии); в контейнере заводского изготовления (включается в объем поставки ГПА).

Высокая темп-ра выхлопных продуктов сгорания (300–400 °С) позволяет утилизировать тепло на обеспечение собств. нужд компрессорной станции и близлежащих поселков.

В качестве пускового устройства применяется турбодетандер (пневмостартер), работающий на транспортируемом газе (со сбросом в атмосферу), или электростартер мощностью до 200 кВт. Время пуска не более 30 мин.

Система автоматич. упр-ния (САУ) ГПА позволяет выполнять след. функции без постоянного присутствия обслуживающего персонала: предпусковые операции и их контроль; пуск, нормальный и аварийный останов; регулирование и контроль параметров; защиту ГПА на всех режимах работы; распределение электропитания; связь агрегата с цеховой САУ; сбор, обработку и представление информации о режимах работы ГПА.

В маслосистемах ГПА используются масла пром. назначения: минер. или синтетич. (как правило, только для двигателей авиационного типа). Безвозвратные потери масла от 0,5 до 2 кг/маш-ч. Охлаждение масла воздушное.

Г. г. а. относятся к установкам долговрем. использования: общий технич. ресурс (до списания) агрегата 100 тыс. ч и более. Однако отд. его элементы имеют ограниченный ресурс, после выработки к-рого подлежат замене. Так, двигатель авиационного или судового типа может иметь общетехнич. ресурс 30–60 тыс. ч, т. е. в пределах жизни ГПА должен быть заменен 2–3 раза. Для ГТУ пром. типа заменяются нек-рые узлы горячего тракта (ресурс лопаток 1-х ступеней турбины и жаровых труб камеры сгорания может назначаться 25–30 тыс. ч наработки). Ресурс между ср. ремонтами ок. 12 тыс. ч, между капитальными – 20–30 тыс. ч.

При создании и эксплуатации ГПА должны быть выполнены требования эко-

логии и безопасности труда: пожаробезопасность, ограничение тепловыделений и темп-р поверхностей, снижение шума, ограничение вредных выбросов с выхлопными (дымовыми) газами. ГПА оборудуются автоматич. противопожарной системой, включающей в себя датчики пожарной ситуации и систему пожаротушения. Для снижения шума применяются шумоглушители во всасывающем и выхлопном трактах, а также спец. теплошумоизолирующие кожухи.

Показатели токсичности выхлопных продуктов сгорания – важная экологич. характеристика ГПА. Контролю и учету подлежат выбросы с продуктами сгорания NO_x и CO . Оксиды азота определяются как сумма NO_x в пересчете на NO_2 ; массовые концентрации (мг/м^3) связаны с объемными (ppm) соотношением: $\text{NO}_x = 2,054 (\text{NO} + \text{NO}_2)$. Нормативные концентрации загрязняющих веществ для ГТУ назначаются при условной концентрации O_2 , равной 15% в сухих продуктах сгорания:

$$C^{15} = C \frac{21 - 15}{21 - \text{O}_2}$$

где O_2 – объемная доля кислорода в сухих продуктах сгорания, %.

Используются также понятия уд. выброса загрязняющих веществ на единицу измерения расхода топливного газа (г/м^3). Приведенные концентрации NO_x и CO в продуктах сгорания эксплуатируемых ГТУ 100–400 мг/м^3 (уд. выброс 2,8–11 г/м^3), нормативный уровень по ГОСТу 150 мг/м^3 (4,17 г/м^3), перспективный уровень 50 мг/м^3 (1,4 г/м^3).

Выхлопное устройство ГТУ (включая дымовую трубу) должно обеспечивать рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере до уровня допустимых концентраций как для рабочей зоны, так и близлежащих населенных пунктов. Высота дымовой трубы обычно 12–25 м.

Технологические параметры ГПА см. в ст. *Компрессорная станция*.

Лит.: Ревзин Б. С., Ларионов И. Д., Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа. Справочное пособие, М., 1991; Щуровский В. А., Зайцев Ю. А., Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты, М., 1994. В. А. Щуровский.

ГАЗОХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС – предприятие по добыче и глубокой переработке многокомпонентного *горючего газа* (природного). Создается на базе одного или группы м-ний природного газа. Г. к. включает *газовые промыслы, газоперерабатывающие заводы*, предприятия по транспорту газа, конденсата, серы и др. компонентов, подземные хранилища для продуктов газопереработки. В отд. случаях в Г. к. могут входить химич. з-ды по произ-ву синтетич. материалов и изделий из них. Осн. виды продукции Г. к.: сухой газ (торговое назв. – *горючий газ*), подаваемый в *магистральные газопроводы*; стабильный углеводородный конденсат (углеводороды от пентана и выше); газовая сера (торговое назв. – *технич. сера*); широкая фракция легких углеводородов (торговое назв. – *нестабильный газовый бензин*) – про-

пан-бутановая фракция углеводородов; топливный газ низкого давления (технич. назв. – *топливный газ*), используемый в качестве горючего данного предприятия. На Г. к. из природного газа может также извлекаться гелий и др. компоненты, используемые в произ-ве продуктов бытовой химии, удобрений и др.

В быв. СССР первый крупный Г. к. введен в 1974 на базе *Оренбургского месторождения* природного газа, куда входят *газовый промысел, Оренбургский газоперерабатывающий завод, Оренбургский гелиевый завод* и др.

«ГАЗПРОМ» – открытое акционерное об-во (ОАО) с долевым участием гос-ва (более 38% на нач. 2003). Ведущая нац. корпорация, одна из крупнейших в мире. С распадом быв. СССР в 1992 создано рос. акционерное об-во «Газпром» (об истории создания «Г.» подробно см. в ст. *Газовая промышленность*).

«Г.» располагает уникальными сырьевыми ресурсами. Он контролирует треть разведанных мировых и 60% рос. запасов газа. На нач. 2003 пром. запасы газа составляли ок. 26 трлн. м^3 и 2,2 трлн. м^3 запасов газа в компаниях с долевым участием «Г.». Извлекаемые запасы *газового конденсата* св. 1,28 млрд. т и 0,1 млрд. т с долевым участием, нефти св. 0,56 и 0,1 млрд. т соответственно.

На нач. 2003 «Г.» и его дочерние об-ва со 100%-ным уставным капиталом концерна владели 112 *лицензиями* на недропользование, из них 77 – на право добычи углеводородного сырья, 16 – на право поиска, разведки и добычи, 19 – на поиск и оценку (без права разработки) м-ний углеводородного сырья. Кроме того, 44 лицензии имели общества с долевым участием «Г.» в уставных капиталах.

Компания ведет интенсивные геолого-разведочные работы в Зап. Сибири, Тимано-Печорском, Волго-Уральском, Прикаспийском регионах, на Сев. Кавказе и шельфе сев. морей. В период с 1992 до нач. 2003 открыто 30 м-ний и 24 залежи на ранее открытых м-ниях углеводородов. Введены в разработку *Юбилейное месторождение, Ямсовейское месторождение, Заполярное, Комсомольское, Западно-Таркосаянское* и Северо-Васюганское м-ния. Общий прирост запасов углеводородного сырья составил более 2,0 млрд. т *условного топлива* (у. т.).

В 2002 были открыты Среднеадымское, Южно-Песцовое, Чугорьяхинское, Ленское, Гречаное, Черноерковское м-ния, а также газоконденсатная залежь на Северо-Пуровском м-нии и две нефтяные залежи на *Ямбургском месторождении*. Прирост разведанных запасов углеводородного сырья составил ок. 536 млн. т у. т., а темпы прироста превысили темпы его отбора.

Особое внимание «Г.» уделяет арктич. шельфу, где районами разведки и освоения являются сев.-вост. районы Баренцева м., Печорское м., п-ов Ямал и Тазовская губа. Наиболее перспективны *Штокмановское месторождение* и Приразломное м-ние (нефтяное).

Строительство скважин – один из важнейших начальных этапов освоения м-ния, к-рый состоит из подготовительных работ, установки буровых вышек, монтажа бурового оборудования, бурения, крепления и испытания. Ср. продолжительность полного цикла стр-ва эксплуатационной скважины глуб. 1200 м в Зап. Сибири составляет 60 сут, а разведочной скважины глуб. 5 тыс. м – более 700 сут. На нач. 2003 общий фонд эксплуатационных скважин составил 8580. Общая проходка составила 324,4 тыс. м. Стр-во скважин осуществляется специализиров. буровой компанией «Бургаз» с филиалами в гг. Новый Уренгой, Оренбург, Астрахань, Краснодар и Ухта, дочерним акционерным об-вом «Подзембурггаз», а также подразделениями «Кавказтрансгаз» и «Каспийгазпрома». Кроме того, «Бургаз» выполняет работы по восстановлению бездействующих эксплуатационных скважин путем бурения боковых горизонтальных стволов и капитальный ремонт скважин для газодоб. и газотранспортных организаций. Поиск новых научно-технич. решений, позволяющих повысить эффективность буровых работ, качество и надежность стр-ва скважин, – одно из гл. направлений в деятельности «Г.» Одним из приоритетных направлений является прокладка скважин с горизонтальным окончанием, что позволяет в неск. раз повысить их дебит. На нач. 2003 кол-во построенных горизонтальных скважин достигло 214, часть из них восстановлены из бездействующего фонда. Стр-во осуществлялось с использованием совр. технологий и телеметрич. систем ориентирования.

«Г.» – крупнейшая компания в мире по добыче энергоносителей: 20% мировой и ок. 90% рос. добычи природного газа. Основные газодоб. компании находятся в Зап. Сибири: «Уренгойгазпром», «Ямбурггаздобыча», «Надымгазпром» и «Ноябрьскгаздобыча».

В 2003 добыто 540,2 млрд. м³ природного газа (511,9 млрд. м³ в 2001). Прирост объемов добычи достигнут за счет наращивания мощностей Заполярного м-ния и активных мер по стабилизации добычи на базовых м-ниях.

Важным направлением деятельности «Г.» также является добыча нефти и газового конденсата. На нач. 2004 объем добычи нефти и конденсата составил 11,0 млн. т, причем добыча конденсата растет из года в год, а нефти удерживается на уровне ок. 700 тыс. т в год. Добыча газового конденсата обеспечена в осн. за счет разработки залежей *Уренгойского месторождения* и *Ямбургского м-ния* в Западной Сибири, а также *Оренбургского месторождения* и *Астраханского месторождения*. Добыча нефти осуществлялась в осн. из *нефтяных оторочек Уренгойского* и *Оренбургского м-ний*. Гл. компаниями по добыче газового конденсата являются «Уренгойгазпром», «Ямбурггаздобыча», «Астраханьгазпром», «Оренбурггазпром», «Севергазпром» и «Кубаньгазпром».

«Г.» – крупнейшая в мире транснац. газовая компания. Она обеспечивает внутри. потребление и поставляет природный газ на мировые энергетич. рынки. Трубопроводный транспорт является наиболее важным и ответственным звеном в сложнейшем технологическом комплексе компании. Здесь сосредоточено более 80% основных производств. фондов. Надежность газопроводов, их безопасность в эксплуатации являются важнейшими условиями для обеспечения стабильного снабжения потребителей.

Газотранспортная система, состоящая из *магистральных газопроводов, компрессорных станций и газораспределительных станций*, систем автоматизации и телемеханики, энергоснабжения и связи, начала создаваться в 1947. На нач. 2004 она включает 153,8 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 264 компрессорные станции общей мощностью 43,8 млн. кВт.

Надежное снабжение потребителей в периоды межсезонных колебаний обеспечивают резервы 23 *подземных хранилищ газа*, на к-рых пробурено 2484 эксплуатационные скважины. Объем товарного газа составляет более 62 млрд. м³. Максимально возможный суточный отбор газа (на начало сезона) возрос с 300 млн. т в 1990 до более 500 млн. т в 2001.

«Г.» постоянно уделяет большое внимание реконструкции *Единой системы газоснабжения* и стр-ву новых газопроводов. В 2002 в пром. эксплуатацию было введено св. 818 км магистральных газопроводов и отводов к населенным пунктам, 7 компрессорных станций (мощностью 550 МВт), *установка комплексной подготовки газа*, подклучено 197 эксплуатационных газовых и нефтяных скважин (на м-ниях и подземных хранилищах газа), увеличена емкость активного газа на 2,01 млрд. м³. Потребителям России в 2003 поставлено 291,0 млрд. м³ газа.

«Г.» – крупнейший в мире экспортер газа. Рос. газ поставляется в 20 стран Европы. Его доля на европ. рынке составляет 25%. В 2003 экспорт газа в страны Зап. и Вост. Европы составил 132,9 млрд. м³, а поставки газа в страны СНГ и Балтии – 42,6 млрд. м³.

Успешную интеграцию в мировой газовый рынок обеспечивает сеть внешнеэкономич. предприятий, к-рые непосредственно занимаются реализацией газа. Развивает экономич. и технологич. сотрудничество «Г.» с заруб. партнерами (франц. компания «Газ де Франс», нем. «Рургаз» и «Винтерсхалл», итал. «Эни» и др.).

Для повышения надежности поставок рос. природного газа на экспорт «Г.» осуществляет крупные газотранспортные проекты. В 2002 начато стр-во трансконтинентального газопровода Ямал–Европа, Северо-Европейского газопровода, к-рый должен быть проложен по дну Балтийского м. от Штокмановского м-ния до г. Выборг (Ленинградская обл.) и далее в Германию; введена в эксплуатацию 1-я очередь газопровода Россия–Турция (проект «Голубой поток»).

Расширение рынков сбыта невозможно без интеграции в информационные пространства развитых стран, широкого внедрения интернет-технологий, принятия управленч. решений в режиме реального времени. Поэтому большое внимание уделяется разработке информационных технологий. В качестве приоритетных направлений выделены автоматизация планирования, учета и контроля основных производств. и финансовых показателей деятельности, упр-ния произ-вом в области добычи, переработки и транспортировки газа, упр-ния активами компании, а также разработка и реализация обеспечивающих проектов, в т. ч. создание инфраструктуры, включающей программно-аппаратную платформу и сеть передачи данных, разработка и внедрение проектов, осн. на совр. информационных технологиях, и формирование корпоративных стандартов внутри компании.

Вся деятельность «Г.» осуществляется в соответствии с совр. междунар. требованиями к охране окружающей среды и принятой в 2000 экологич. программой. Компания тратит значительные средства на минимизацию негативных экологич. последствий разработки м-ний. Особое внимание уделяется сохранению жизненного уклада коренного нас. регионов, где «Г.» ведет добычу газа или прокладку газопроводов.

Приоритетными направлениями являются: сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой пром-сти, рациональное использование природных ресурсов; обеспечение пром. и экологич. безопасности стр-ва и эксплуатации объектов добычи, переработки, транспорта и хранения газа; обеспечение безопасности труда и охрана здоровья работников отрасли; участие в обеспечении экологич. безопасности регионов присутствия. Во всех дочерних организациях компании проводятся работы по уменьшению техногенного воздействия на природную среду: сокращение *потерь газа, выбросов* в атмосферу *загрязняющих веществ*, очистка *сточных вод, рекультивация земель, утилизация отходов*. Реализуется программа энергосбережения.

Совместно с нем. компанией «Рургаз» реализован проект по автоматич. оптимизации режимов эксплуатации системы магистрального газопровода «*Волготрансгаз*», что позволяет экономить до 220 млн. м³ топливного газа и на 447 тыс. т снизить выбросы *парниковых газов*.

«Г.» уделяет огромное внимание поддержке соц. сферы. С 1995 функционирует негос. пенсионный фонд. Медицинское обеспечение ориентировано на комплексное решение охраны здоровья. Компания осуществляет спонсорскую деятельность в области культуры, искусства, спорта, образования, здравоохранения.

«Г.» – крупнейший пром. комплекс, в состав к-рого, кроме профильных, входят вспомогательные произ-ва. Важнейшей частью является транспортный комплекс. На баланс газодоб. и газотранспортных предприятий находятся автомоб.,

ж.-д. и речной транспорт. В общем объеме грузов, перевозимых по жел. дорогам для нужд организаций «Г.», собств. подвижной ж.-д. состав обеспечивает 45% перевозок, собств. плавсредства – ок. 30% перевозок речным транспортом. Имеется собств. авиакомпания «Газпромавиа», к-рая осуществляет до 70% грузовых, вахтовых и корпоративных авиаперевозок, ведет собств. коммерч. деятельность, совершая регулярные и чартерные рейсы внутри России и за рубежом. В Подмоск. области имеется собств. аэропорт «Остафьево» с развитой инфраструктурой.

ОАО «Г.» является успешно развивающейся компанией. На нач. 2003 разработан и реализуется план стратегич. развития. В числе осн. задач – расширение сырьевой базы, наращивание объемов добычи газа, реализация проектов по освоению труднодоступных м-ний п-ова Ямал и шельфа сев. морей.

Стратегич. интересы компании на международном рынке стран Азиатско-Тихоокеанского региона, что позволит значительно увеличить ее потенциал и укрепить экономич. независимость России.

В. Г. Подюк.

ГЕЛИЕНОСНЫЙ ГАЗ, см. *Гелийсодержащий газ*.

ГЕЛИЙ, He (лат. Helium, от греч. hēlios – Солнце, т. к. впервые был обнаружен в солнечном спектре), – элемент VIII группы периодич. системы Менделеева, относится к *инертным газам*, атомный номер 2, атомная масса 4,0026. Природный Г. состоит из двух стабильных изотопов ^3He и ^4He . Открыт в 1868 франц. астрономом Ж. Жансеном и англ. астрономом Дж. Н. Локьером при спектроскопич. исследовании солнечных протуберанцев. На Земле Г. впервые выделен в 1895 англ. физиком У. Рамзаем из минерала клевенит.

При *нормальных условиях* Г. – газ без цвета и запаха. Плотность 0,178 кг/м³, $t_{\text{кип}}$ –268,93 °С. Г. – единств. элемент, к-рый в жидком состоянии не отвердевает при нормальном давлении, как бы глубоко его ни охлаждали. Г. обладает сверхтекучестью (способностью течь без вязкости). Наименьшее давление, необходимое для перевода жидкого Г. в твердый, 2,5 МПа, при этом $t_{\text{пл}}$ –272,1 °С. Теплопроводность (при 0 °С) 2,1·10⁻² Вт/м·К. Молекула Г. состоит из одного атома, ее радиус 0,85–1,33 Å. В 1 л воды при 20 °С растворяется ок. 8,8 мл Г. Устойчивые химич. соединения Г. не получены.

По распространенности во Вселенной Г. занимает 2-е место после *водорода*. Ср. содержание Г. в литосфере 3·10⁻⁷%. В пластовых флюидах существуют радиоактивный (образуется повсеместно при радиоактивных превращениях тяжелых элементов и разл. ядерных реакциях), первозданный (поступает в литосферу из глубинных пород мантии, из космоса вместе с космич. пылью, метеоритами и т. п.) и атмосферный Г. (попадает в осадки из воздуха, при процессах седиментогенеза, а также с инфильтрующимися поверхностными водами).

Величина отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ в радиоактивном Г. земной коры составляет $n \cdot 10^{-8}$, в Г. мантии (смеси первозданного и радиоактивного) $(3 \pm 1) \cdot 10^{-5}$, в космич. Г. 10⁻³–10⁻⁴, в атм. воздухе 1,4·10⁻⁶. В земном Г. абсолютно преобладает изотоп ^4He . Осн. кол-во ^4He образовалось при α -распаде естеств. радиоактивных элементов. Для тектонически нарушенной земной коры характерно повышенное кол-во ^3He ($^3\text{He}/^4\text{He} = n \cdot 10^{-5}$). Для остальных геологич. структур отношение He^3/He^4 в пластовых газах и флюидах изменяется в пределах 10⁻⁸–10⁻⁷. Различия в величинах изотопно-гелиевых отношений $^3\text{He}/^4\text{He}$ в мантийном и коровом Г. является индикатором совр. связи глубинных флюидов с мантией. Г. – обязательная примесь во всех газах, образующих самостоятельные скопления в земной коре или выходящих наружу в виде естеств. газовых струй. Обычно Г. составляет ничтожную примесь к др. газам; в редких случаях его кол-во доходит до неск. % (по объему); макс. концентрации Г. выявлены в подземных газовых скоплениях (8–10%), газах урановых шахт (10–13%) и водорастворенных газах (18–20%).

В пром-сти Г. получают из *гелийсодержащих газов* методом глубокого охлаждения (до –190 °С), незначительное кол-во – при работе воздуходелительных установок. Осн. газовые компоненты при этом конденсируются (вымораживаются), а оставшийся гелиевый концентрат очищается от водорода и неона.

Транспортировка и хранение Г. – в высокогерметизиров. емкостях под давлением до 15 МПа.

Г. используют при сварке, произ-ве сверхчистых и полупроводниковых материалов, хроматографии, в аппаратах-течеискателях низкого и высокого давления и т. п.

Г. – единственный из химич. элементов, к-рый позволяет получать сверхнизкие температуры, необходимые для всех типов сверхпроводящих систем и установок (криоэнергетика). Жидкий Г. – хладагент при проведении науч. исследований.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГЕЛИЙСОДЕРЖАЩИЙ ГАЗ, гелиеносный газ, – природный газ, в составе к-рого присутствует гелий. При пром. концентрациях гелия является самостоятельным полезным ископаемым. Источ-

ник гелия в Г. г. – газопroduцирующие и вмещающие газ породы и флюиды, в к-рых гелий образуется в результате процесса радиоактивного распада элементов урано-ториевого ряда. Скопления чистого гелия в недрах не образуются. Гелий концентрируется в осн. в *свободных газах*, особенно в газах с высоким содержанием азота, в меньшем кол-ве в нефти. Степень гелиеносности природных газов зависит от геоструктурных, стратиграфич., литолого-фацциальных и др. факторов. Повышенные (0,050–0,199%), высокие (0,200–0,999) и весьма высокие (св. 1%) концентрации гелия характерны для зон неглубокого (1–3 км) залегания древнего кристаллич. фундамента (табл.). По содержанию гелия природные газы подразделяются на негелиеносные, гелиеносные (от 0,035–0,050 до 0,1%) и высокогелиеносные (св. 0,1%).

Фоновые концентрации гелия меняются от тысячных долей процента (области мощного мезозойского и кайнозойского осадконакопления) до десятых долей и даже единичных процентов (пологие склоны и положительные структуры нефтегазоносных провинций с неглубоким залеганием кристаллич. фундамента). В пределах отд. нефтегазоносных басс. фоновые концентрации гелия, как правило, закономерно уменьшаются от бортовых частей и положительных структур к впадинам. Аномальные концентрации гелия связаны в осн. с дизъюнктивными нарушениями и геохимич. аномалиями, вызванными разгрузкой высокогелиеносных газов минерализов. подземных вод из более глубоких горизонтов. Г. г. с концентрацией гелия 0,010–0,015% широко распространены в мезозойских отложениях Зап. Сибири, Ср. Азии, Предкавказья. Более высокие концентрации (от 0,035% и более) характерны для Г. г. палеозойских отложений в Тимано-Печорском регионе, Поволжье, Вост. Сибири. В России промышленное получение гелия осуществляется на *Оренбургском гелиевом заводе* при переработке сырья *Оренбургского месторождения*.

Высокие концентрации гелия в природном газе выявлены также на м-ниях США, Алжира, Канады, Нидерландов, Франции, Польши, Украины, Казахстана и др. стран.

Лит.: Якуценя В. П., Геология гелия, Л., 1968; Природные газы осадочных толщ, Л., 1976.

В. И. Старосельский.

Таблица. Классификация природных газов по степени гелиеносности

Содержание гелия, %	Степень гелиеносности	Преимущественная стратиграфическая приуроченность
До 0,005	весьма низкая	кайнозой
0,005–0,009	низкая	
0,010–0,024	пониженная	мезозой, на глубинах > 4 км – палеозой
0,025–0,049	средняя	
0,050–0,199	повышенная	палеозой
0,200–0,999	высокая	
Свыше 1,000	весьма высокая	

ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА ГАЗИФИКАЦИИ – документ, устанавливающий осн. направления развития *газораспределительных систем* республик, краев, областей, а также городов и других поселений. Г. с. г. является основой для проектирования и стр-ва газораспределительных систем субъектов Рос. Федерации. В соответствии с генеральной схемой принимаются решения о хозяйств. необходимости, технич. возможности, экономич. и социальной целесообразности инвестиций в *газификацию*. При разработке генеральной схемы должны быть соблюдены все законодательные и нормативные акты РФ и ее субъектов, нормативные документы ОАО «Газпром», а также гос. и отраслевые документы, регламентирующие проектные и строительные работы.

Информационной основой генеральных схем служат данные о совр. состоянии и перспективах развития отд. районов и всего региона, официально представленные соответствующей администрацией. При разработке учитывается топливно-энергетич. баланс региона, выбираются направления наиболее эффективного использования газа.

Г. с. г. регионов формируются из схем газификации районов. Схема газификации выполняется на картографич. основе в масштабе 1:200 000. В зависимости от нагрузок газопотребления, протяженности и условий прокладки трасс с учетом технологич. и экологич. требований, определенных на картографич. подоснове, выполняется гидравлический расчет, определяются осн. параметры системы (диаметры труб распределения, давления газа и материал труб газопроводов). На основе оптимизационных расчетов (см. в ст. *Оптимизация параметров*) формируется рациональная схема газопотребления.

В документальном оформлении Г. с. г. содержит ряд разделов, где приводятся общие сведения о районе газификации: природно-географич. и климатич. условия, социально-экономич. факторы, осн. виды пром. и с.-х. произ-ва, совр. состояние топливно-энергетич. комплекса и перспективные объемы газопотребления, основные технич. решения, потребность в материально-технич. ресурсах и инвестициях.

На основе утвержденных схем газификации разрабатывается проектная документация, в к-рой детализируются принятые ранее технич. решения и уточняются технико-экономич. показатели объектов газификации.

В. В. Попов.

ГЕНЕРАЦИЯ (от лат. *generatio* – рождение, размножение) природных газов – непрерывный природный процесс, происходящий в осадочных, осадочно-вулканогенных и метаморфич. породах в результате термобарогеохимич. эволюции органич. вещества с выделением жидких и летучих подвижных соединений, включая газы. Последние могут быть представлены метаном, тяжелыми углеводородными газами (ТУВГ), *кислыми газами* и *инертными газами*, а также водородом. По мере погружения уплотнения осад-

ков с органич. веществом и пород в результате роста *пластовых температур* и уровня *катагенеза* интенсивность газогенерационных процессов увеличивается или относительно затухает, но не прекращается до полного исчерпания генерационного потенциала материнского органич. вещества. Масштабы, интенсивность и особенности Г. определяются содержанием, составом и уровнем преобразования органич. вещества, а также литолого-фаціальными особенностями *газоматеринских пород*.

Под продуктами Г. понимается вся совокупность органических подвижных соединений – газообразных, жидких и твердых, к-рые в ходе эволюции органич. вещества утратили с ним химич. связи, удерживаются на керогене слабыми адсорбционными и/или абсорбционными (физич.) силами или покинули органоминеральную генерационную систему вследствие *эмиграции*.

На стадиях *диагенеза* и начального протокатагенеза, на небольших глубинах и при сравнительно невысоких геотемп-рах органич. вещество считается незрелым по отношению к пром. нефтенакоплению. В этот период из материнского органич. вещества образуется большое кол-во изотопически легкого метана и неуглеводородных газов (углекислого – в толщах с гумусовым органич. веществом; сероводорода, азота и углекислого газа – в породах с сапропелевым органич. веществом). Б. ч. газов рассеивается или принимает участие в диагенетич. минералообразовании. Нек-рая часть метана образует *газовые гидраты* на дне или под дном морей в соответствующих термобарич. условиях.

На стадиях протокатагенеза ПК₂–ПК₃ в осадках и слабоуплотненных осадочных породах, помимо газов, в больших кол-вах присутствуют высокомолекулярные нафтеновые и нафтеноароматич. углеводороды и смолисто-асфальтовые соединения, псевдоэнергия активации реакций образования к-рых из органич. вещества минимальна. В конце стадии ПК₃ кол-во жидких и твердых (смолы и асфальтены) продуктов преобразования органич. вещества резко возрастает и наступает порог интенсивного образования битумоидов и ТУВГ. В мезокатагенезе (градации МК₁–МК₃) процессы Г. битумоидов и жирных газов (C₂–C₄) достигают максимума во всех типах органич. вещества.

По мере повышения геотемп-р и уровня катагенеза происходит Г. все более легких продуктов термодеструкции керогена пород и концентриров. органич. вещества (КОВ). Наиболее сложная генерационная картина наблюдается на уровне катагенеза МК₃ (показатель отражения витринита R⁰ 0,9–1,2%). В конце мезокатагенеза (МК₃²–МК₅) гл. продуктами Г. становятся метан, этан, пропан и легкие жидкие углеводороды – составные компоненты газоконденсатных природных систем. В апокатагенезе (АК₁–АК₃) из органич. вещества всех типов вновь вы-

деляются неуглеводородные газы и метан. В конце апокатагенеза при очень высоких темп-рах (220–270 °С) даже метан становится химически неустойчивым: взаимодействуя с водой, серой сульфатов и керогена и др. веществами, образует целый ряд газообразных продуктов (углекислый газ, водород и сероводород).

Различают след. виды Г. углеводородов: первичная – из керогена (ведущая по массе); вторичная – трансформация подвижных органич. соединений внутри материнских пород; третичная – в рассеянном состоянии в *коллекторах*; четвертичная – в крупных однородных скоплениях и микрозалежах углеводородов.

Оценка общих потерь массы органич. вещества на Г. органич. природных соединений в широком диапазоне его геохронотермич. эволюции проводилась многими исследователями, в частности, по данным об элементном составе торфа, углей разных марок и рассеянного органич. вещества (РОВ).

Опыт пром. произ-ва показывает, что при коксовании гумусовое органич. вещество умеренной преобразованности теряет 20–40% своей твердой массы на подвижные соединения (газ, битумоиды, вода и др.), сапропелевое – 80–90%.

По результатам лабораторного моделирования Г., макс. газопроизводящей способностью (СО₂ + СН₄) обладает лигнинцеллюлозная составляющая исходного органич. вещества (гумусового типа), битумогенерации – споры и особенно воски (лейптинитовые компоненты гумусового органич. вещества), причем в составе битумоидов доля масел доходит до 45% и более, асфальтенов – менее 10%, в то время как в битумоиде водородослевого керогена соответственно 20% и 20% (остальное смолы).

Термодеструкционное разложение массы керогена сапропелевой и гумусовой природы имеет принципиальные различия. В сапропелевом органич. веществе (гл. обр. кероген аморфной структуры) происходит быстрое термохимич. разложение объема в целом, и отд. фрагменты керогена (асфальтены и смолы) захватываются в подвижную битумоидную фракцию. В гумусовом и лейптинито-гумусовом КОВ и РОВ (структуриров. кероген) отщепляются отд. периферийные фрагменты алкановой природы с дегидратацией и уплотнением остаточного керогена. В битумоид поступает незначительное кол-во смол и асфальтенов (гл. обр. за счет сапропелевой примеси и отд. лейптинитовых микрокомпонентов типа резинита).

В сапропелевом органич. веществе образование прото- и раннемезокатагенетич. газов (метан, углекислый газ и сероводород) происходит в гораздо меньших масштабах, чем в гумусовом. Генерационные отношения СН₄:ТУВГ:битумоид составляют от 1:0,5:(10–15) – в диапазоне катагенеза ПК₃–МК₁ до 1:0,3:(5–10) – для МК₂–МК₃. На градации МК₃ (R⁰ св. 1%), наряду с тепловой деградацией сапропелевого керогена, начинается термо-

деструкция битумоидов пород и нефти в залежах, относительно увеличивается выделение ТУВГ, к-рое завершается в осн. к концу МК₁, когда ТУВГ становятся геохронотермически неустойчивыми и превращаются в дополнительный источник метанообразования.

Многие исследователи считают, что макс. Г. метана и углекислого газа происходит в гумусовом органич. веществе в катагенезе и протокатагенезе одновременно с образованием протонепти в сапропелевом органич. веществе на небольших глубинах. Об огромных масштабах образования углекислого газа на ранних этапах трансформации органич. вещества свидетельствуют результаты экспериментов. В гумусовом органич. веществе, в т.ч. и в его лейптинитовых компонентах, содержащих гораздо меньше гетероэлементов (азота, серы и кислорода), их удаление осуществляется прежде всего за счет Г. и эмиграции СО₂(О) на всех этапах преобразования и за счет битумоидов в диапазоне *главной фазы нефтеобразования*. Отмечаются два максимума генерации СО₂: на грациях ПК₁₋₃ и МК₃₋₄ и выше. По совр. представлениям, СО₂ протокатагенетич. генезиса под действием метаногенерирующих анаэробных бактерий путем его восстановления при метаболизме трансформируется в СН₄, причем источником донорского водорода может являться вода. Т.о. в протокатагенезе образуется как биохимический, так и термокаталитич. метал при резком количеств. преобладании первого. В начале мезокатагенеза (МК₁-МК₂) в гумусовом органич. веществе масштабы Г. углекислого газа относительно уменьшаются с одноврем. увеличением Г. метана термокаталитич. генезиса и особенно ТУВГ и битумоидов. В конце мезокатагенеза (МК₄-МК₅) вновь усиливается Г. СН₄ и СО₂ при постепенном затухании битумообразования за счет термотрансформации керогена и части битумоидов и нефтей с выделением смеси газов, в т.ч. ТУВГ и легких жидких углеводородов. В дальнейшем процесс метаногенерации за счет всех источников, в т.ч. и ТУВГ, вновь активизируется при сохранении значительных масштабов Г. СО₂ за счет керогена. В метагенезе происходит образование кислых и инертных газов и водорода.

Суммарные «генерационные мощности» лейптинито-гумусового органич. вещества со ср. содержанием лейптинитовых микрокомпонентов 15-20% и сапропелевого РОВ (типа II, по классификации Б. Тиссо) сопоставимы (суммарный выход углеводородных газов и битумоидов на 1 т органич. вещества). Суммарная битумо(нефте)- и газогенерационная «мощность» сапропелевого и лейптинито-сапропелевого органич. вещества типа I (прежде всего континентальных озерных толщ) оценивается как максимально высокая. Гумусовое КОВ уже к концу грации МК₂ (R⁰ 0,85%) в значительной степени реализует свой газоматеринский потенциал (до 200 м³ на 1 т текущей мас-

Таблица 1. Соотношение между важнейшими факторами газогенерации в земных недрах

Показатель отражения витринита R ⁰ , %	Стадии катагенеза	Факторы				Тип углеводородных газов по генетическим доминантам
		Биогенный	Термический	Барический	Каталитический	
0,40	ПК ₁₋₂	+++	+	++		биобарический
0,50	ПК ₃	++	++	+++	+	баротермобиологический
	МК ₁	+	+++	++	+++	термобарокаталитический
0,85	МК ₂		+++	++	+++	термобарокаталитический
	МК ₃		+++	+	++	термодеструкционный
1,30	МК ₄		+++	+	++	термодеструкционный
1,50	МК ₅		+++		+	термолитический деструкционный
2,0	МК ₅		+++			
2,50	АК ₁		+++		+	термолитический
3,40	АК ₂		+++		+?	термолитический
	АК ₃		+++		+?	термохимический

Примечание: +++ - важнейший; ++ - важный; + - дополнительный.

Таблица 2. Количество генерируемых газов органическим веществом (ОВ) различного типа на разных этапах катагенеза (по данным ВНИИгаза, 1972-2001)

Показатель отражения витринита R ⁰ , %	Стадии катагенеза	Шкала углефикации	Объем выделения углеводородных газов (м ³ /т ОВ)	
			Гумусовое ОВ	Сапропелевое ОВ
0,50	ПК ₁₋₃	Торф		
		Бурые угли		
0,65	МК ₁	Длиннопламенные	100	24
0,85	МК ₂	Газовые	162	32
	МК ₃	Жирные	200	45
1,30	МК ₄	Жирные	245	370
1,50	МК ₄	Коксовые	300	450
	МК ₅	Отощено-снежающиеся	320	500
2,0	МК ₅	Отощено-снежающиеся	320	500
2,50	АК ₁	Топчие	330	550
3,40	АК ₂	Полуантрациты	340	620
	АК ₃	Антрацит	340	620
5,00	АК ₃	Антрацит	420	
	АК ₄	Метаантрацит	420	
11,0	Метаморфизм	Графит	углеводородные газы разрушаются	

сы угля, в т.ч. СН₄ - 170 м³, С₂+С₄ - 30 м³ с преобладанием этана) и максимально - битумогенерационные возможности (до 100 кг битумоидов на 1 т органич. массы). Соотношение между важнейшими факторами газогенерации приведено в табл. 1, а результаты оценки объемов генерации углеводородных газов в широком диапазоне катагенетич. эволюции органич. вещества разл. типа приведены в табл. 2.

Лит.: Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород (под ред. С. Г. Неручева), Л., 1983; Рогозина Е. А., Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород, Л., 1985; Геология

и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990; Скоробогатов В. А., Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов, «Геология нефти и газа», 1991, № 8. В. А. Скоробогатов.

ГЕОДИНАМИКА (от греч. *gē* - Земля и *dynamis* - сила) - наука, изучающая движения, происходящие в земной коре, мантии и ядре, и причины этих движений. Г. тесно связана с др. науками о Земле (геофизикой, геохимией, тектоникой и др.). Как наука Г. начала обособливаться от др. наук о Земле в 1950-е гг. Различают общую Г. (включает внутр. Г., глубинную Г. и тектонику горячих полей) и частную Г. (внеш. Г., тектонику плит).

Существуют два подхода при изучении *геодинамических процессов*. Сторонники кинематич. подхода (астрономы и геодезисты) осн. предметом исследования Г. считают измерение осн. кинематич. характеристик (смещений, скоростей, векторов направленности) движений земной коры с последующей реконструкцией исходного поля сил (напряжений).

В рамках силового подхода геологи и геофизики считают осн. проблемой Г. установление механизмов формирования движений в разл. геосферах с последующей оценкой кинематич. характеристик движений, предполагая унаследованность совр. движений от процессов прошлых геологич. эпох.

Из механики известно, что динамика описывает кинематику движений и изучает причины, их вызывающие. Поэтому осн. задачей Г. является описание движений и установление их генезиса во всех геосферах Земли.

Существуют три типа механизмов, формирующих геодинамич. процессы: эволюционный – происходит с постоянной скоростью и направленностью; пульсационный – с переменной скоростью и постоянной направленностью; знакопеременный – с переменными скоростью и направленностью. Это процессы выделения внутр. ядра из мантии, тепловая и химико-плотностная конвекция в мантии, мантийный дианиризм, астеносферные течения в литосфере, изостазия и т.д. Длительность протекания процессов составляет от 10^9 до 10^3 лет. Отмечена закономерность, что уменьшение пространственно-временного масштаба процессов ведет к уменьшению глубины, размеров и длительности воздействия источника аномальных геодинамич. движений.

Современная Г. (СГД) является частью общей Г., изучающей движения земных недр и причины их вызывающие, когда время действия последних соизмеримо с длительностью процесса наблюдений. Объектом изучения СГД являются наиболее мобильные и активные структуры литосферы: зоны совр. активных разломов и связанные с ними области сейсмич. и вулканич. активизации. В отличие от Г., изучающей только природные процессы, СГД исследует процессы природного и техногенного происхождения, связанные с разработкой м-ний полезных ископаемых, подземным стр-вом и т.д. Длительность процессов – от первых часов до первых сотен лет.

Формы проявления СГД – совр. движения (деформации) земных недр, сейсмичность и обусловленные ими вариации геофизич. и флюидогеохимич. полей. Природа современных геодинамич. явлений связана с индуцированием деформационной и сейсмич. активности разломных зон малыми природными и/или техногенными воздействиями.

Изучение совр. геодинамич. явлений осуществляют с помощью геодинамического мониторинга (ГМ) – системы постоянных (непрерывных) наблюдений, оценки и прогноза совр. геодинамич. состояния среды, проводимой в рамках

заданного регламента. Осн. целью ГМ объектов нефтегазового комплекса являются выявление пространственно-временных характеристик (интенсивность, направленность, протяженность) совр. геодинамич. процессов и оценка аномального напряженно деформированного состояния недр в местах их функционирования.

Осн. требованиями к созданию системы ГМ объектов нефтегазового комплекса являются: комплексирование методов, позволяющих регистрировать сейсмодеформационные и флюидодинамич. события техногенной природы путем сосредоточения их в совмещенные площадные или профильные системы наблюдений; изучение совр. геодинамич. процессов должно осуществляться в зонах повышенной трещиноватости (разломов) и за их пределами с учетом сосредоточения техногенной нагрузки и метрологич. контроля измерений; сочетание разных форм организации измерительных систем, обладающих разл. пространственно-временной детальностью измерений (дискретные, профильные и непрерывные, обсерваторские).

Структура ГМ представляется в виде четырех информационно взаимосвязанных подсистем, включающих информацию: геодеформационную – о совр. напряженно-деформируемом состоянии среды; геофизическую – о вариациях гравитационного, электромагнитного и др. геофизич. полей; флюидогеохимическую – о химич. составе и динамич. состоянии флюидных систем; сейсмологическую – о сейсмичности в районе эксплуатируемого объекта.

Специфика объектов нефтегазового комплекса определяет конкретную структуру ГМ. Для нефтегазовых м-ний и *подземных хранилищ газа*, расположенных в сейсмоактивных или слабосейсмичных регионах, необходима постановка всех четырех подсистем. Для м-ний и подземных хранилищ в асейсмичных районах достаточно первых трех подсистем. Для магистральных нефтегазопроводов в сейсмоактивных областях и м-ний шельфа обязательна организация геодеформационной и сейсмологич. подсистем. Для магистральных трубопроводных систем в асейсмичных областях реализуется в осн. геодеформационная подсистема.

Осн. видами наблюдений являются для: геодеформационной подсистемы повторные (наземные и/или космические) геодезич. наблюдения и непрерывные наклонно-деформографич. измерения обсерваторского и/или скважинного типа; геофизич. подсистемы – повторные гравиметрич. наблюдения (профильные и/или стационарные) и режимные геоэлектромагнитные измерения; флюидогеохимич. подсистемы – повторные (скважинные и/или наземные) наблюдения за химизмом, минерализацией и дебитом флюидов; сейсмологич. подсистемы – непрерывные наблюдения с помощью телеметрич. сейсмич. станций и сейсмоакустич. пунктов.

Регламент ГМ (точность измерений, густота наблюдательных пунктов и частота опроса) определяется конкретными

физико-географич., геолого-геофизич. и геодинамич. условиями района работ и спецификой объекта нефтегазового комплекса.

Лит.: Теркот Д., Шуберт Дж., Геодинамика, т. 1–2, М., 1985; Кузьмин Ю.О., Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании, М., 1999.

Ю.О. Кузьмин.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ – изменение напряженно-деформационного состояния (поле напряжений и деформаций) горн. пород, вмещающих и окружающих м-ние, в результате его разработки.

Различают два вида Г.п.: макропроцессы и локальные процессы.

Макрогеодинамические процессы охватывают значительные сферы окружающих м-ние горн. пород, включая земную поверхность.

Локальные Г.п. происходят в *дренажных зонах* скважин, особенно в окрестностях забоя и ствола эксплуатационной скважины.

Макрогеодинамич. процессы приводят к крупным *геодинамическим явлениям* (напр., просадки земной поверхности в районе м-ния природного газа, техногенная сейсмичность района).

Локальные Г.п. оказывают влияние на процессы массопереноса (*фильтрации*) в продуктивных газонасыщенных пластах и устойчивость скважин как горн. сооружений. В первом случае деформации пустотного пространства пластов могут приводить либо к отключению отд. участков пласта от *дренирования*, либо к подключению новых участков. Во втором случае локальные Г.п. могут нарушить устойчивость ствола скважины и привести к техногенным осложнениям.

Лит.: Зотов Г.А. и др., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Николаевский В.Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г.А. Зотов.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ на месторождениях природного газа – природные явления, приводящие в результате разработки к изменению напряженно-деформационного состояния горн. пород.

Включающие м-ния природных газов горн. породы находятся в естественно-напряженном состоянии под действием горного и внутривыводного давлений в резервуаре м-ния.

Давление горное – Г.я., проявляющееся в форме действующих в горн. массиве сил (в окрестностях горн. выработок – скважин) и являющихся результатом совокупного действия естеств. факторов (геологич. характеристика массива, гравитационные, тектонич., газогидродинамич. и др. природные силы) и технолого-технических (буровые работы, *обсадные колонны, подземное эксплуатационное оборудование* и т.д.) факторов, к-рое вызывает изменение состояния массива (деформирование, разрушение и смещение пород, формирование нагрузок на обсадные колонны и др.).

Давление горное геостатическое – составляющая часть напряжен-

ного состояния не тронутого разработкой массива горн. пород, обусловленная действием геотехнич. факторов, в т.ч. сил тяжести массива горн. пород.

Давление внутрипоровое в геомеханике наз. гидрогазодинамическим, а в теории разработки – *пластовым давлением* – объемная сила, действующая на насыщенный флюидом массив горн. пород и изменяющая его напряженно-деформационное состояние.

В процессе *разработки месторождения* природного газа происходит изменение пластового давления, что приводит к изменению напряженно-деформационного состояния (поле напряжений и деформаций) горн. пород, вмещающих м-ние и его окружающих. Это т.н. *геодинамические процессы*. Характер и интенсивность проявления Г.я. определяются свойствами данной геологич. среды, величиной и характером распределения в пределах м-ния эффективных давлений (подробно см. в ст. *Горное давление*), к-рые изменяются с изменением пластовых давлений.

К числу крупных Г.я. относятся просадки земной поверхности в районе м-ний природного газа и техногенная сейсмичность района. Просадки земной поверхности зафиксированы при разработке крупных газовых м-ний Северо-Ставропольского (до 0,92 м), Шебелинского (Украина, 0,7–0,8 м) и др. Сейсмич. события проявляются в форме техногенных землетрясений от небольших колебаний (толчков) до крупных катастрофич. землетрясений: напр., серия землетрясений на газовом м-нии Лак (Франция) и катастрофич. землетрясения на Газлинском газовом м-нии (Узбекистан, 1976 и 1984).

Возможные последствия проявления Г.я. на м-ниях природного газа настолько серьезны, что требуют проведения спец. исследований, прогноза возможного ущерба и постоянного мониторинга за проявлением и развитием геодинамич. процессов.

Поэтому в лицензионных соглашениях о недропользовании должна быть характеристика территории м-ния с т. зр. возможных геодинамич. процессов. Прогноз возможных Г.я. становится одним из важнейших видов работ при *проектировании разработки* м-ний.

Локальные Г.я. связаны с образованием депрессионных воронок вокруг работающих скважин, к-рые могут приводить к нарушению *устойчивости забоя*, просадкам горн. пород в околоствольной зоне и др. Просадки горн. пород в околоствольной части (в окрестностях горн. выработки) могут привести: к образованию обвалов земной поверхности у устья скважины, потере устойчивости и смятию обсадной колонны, появлению межколонных давлений вплоть до аварийного фонтанирования.

Лит.: Зотов Г. А., Динков А. В., Черных В. А., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Зотов.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ РИСК объектов нефтегазового комплекса – вероятность проявления опасных геодинамич. событий, способных вывести объекты из режима норм. функционирования, сопровождающегося материальным ущербом.

Подавляющее большинство аварийных ситуаций и связанных с ними ущерб на объектах нефтегазового комплекса (НГК) обусловлены технологич. причинами или влиянием экзогенных инженерно-геологич. факторов (сели, оползни, карсты и т.д.). Изредка подобные аварии связывают с проявлением техногенных сейсмодформационных процессов на длительно эксплуатируемых м-ниях. В целом же фактор совр. геодинамич. активности геологич. среды (особенно в платформенных слабосейсмичных регионах) не учитывали при анализе аварийных ситуаций на объектах НГК. Исключения составляют аварийные случаи непосредственно в очаговой зоне сильных и катастрофич. землетрясений. В этом случае геодинамич. фактор учитывается при составлении карт сейсмич. районирования.

В нач. 1970-х гг. Мин-во нефтяной пром-сти быв. СССР приступило к реализации долгосрочной программы по изучению совр. движений земной коры в связи с проблемой оценки перспектив нефтегазоносности на геодинамич. основе. В качестве объектов были использованы терр. крупных нефтегазоносных басс.: *Восточно Европейской платформы* (Припятский прогиб, зап. и сев. зап. обрамления Прикаспийской впадин, Башкирский свод и Соликамская впадин.), *За-*

падно-Сибирской плиты (Вартовский свод), предгорных и межгорных прогибов складчатых областей (Терско-Каспийский, Предгиссарский, Рионо-Курийский). Было проведено последовательное сопоставление характеристик совр. деформаций земной поверхности, полученных однотипными системами наблюдений, находящихся в сейсмоактивных и асейсмичных регионах.

Установлено, что совр. суперинтенсивные деформации (СД) земной поверхности со скоростями до 50–70 мм в год приурочены к зонам тектонич. нарушений. СД – новый класс геодинамич. явлений, обусловленный индуцированием тектонич. движений геологич. среды малыми природными и/или техногенными воздействиями. Макс. интенсивность аномальных деформаций наблюдается в разломных зонах платформенных асейсмичных регионов.

Повторные высокоточные геодезич. наблюдения, проведенные в 1970–90 на геодинамич. полигонах быв. СССР, расположенных в разл. геотектонич. и сеймотектонич. условиях, выявили новые закономерности совр. деформаций земной поверхности в зонах разломов.

Установлены интенсивные локальные аномалии вертикальных и горизонтальных движений земной поверхности, приуроченные к зонам разломов разл. типа и порядка: аномальные движения высокоамплитудные (до 50–70 мм в год), короткопериодичные (0,1–1 года), пространственно локализованные (0,1–1 км). Они обладают пульсационной и/или знакопеременной направленностью.

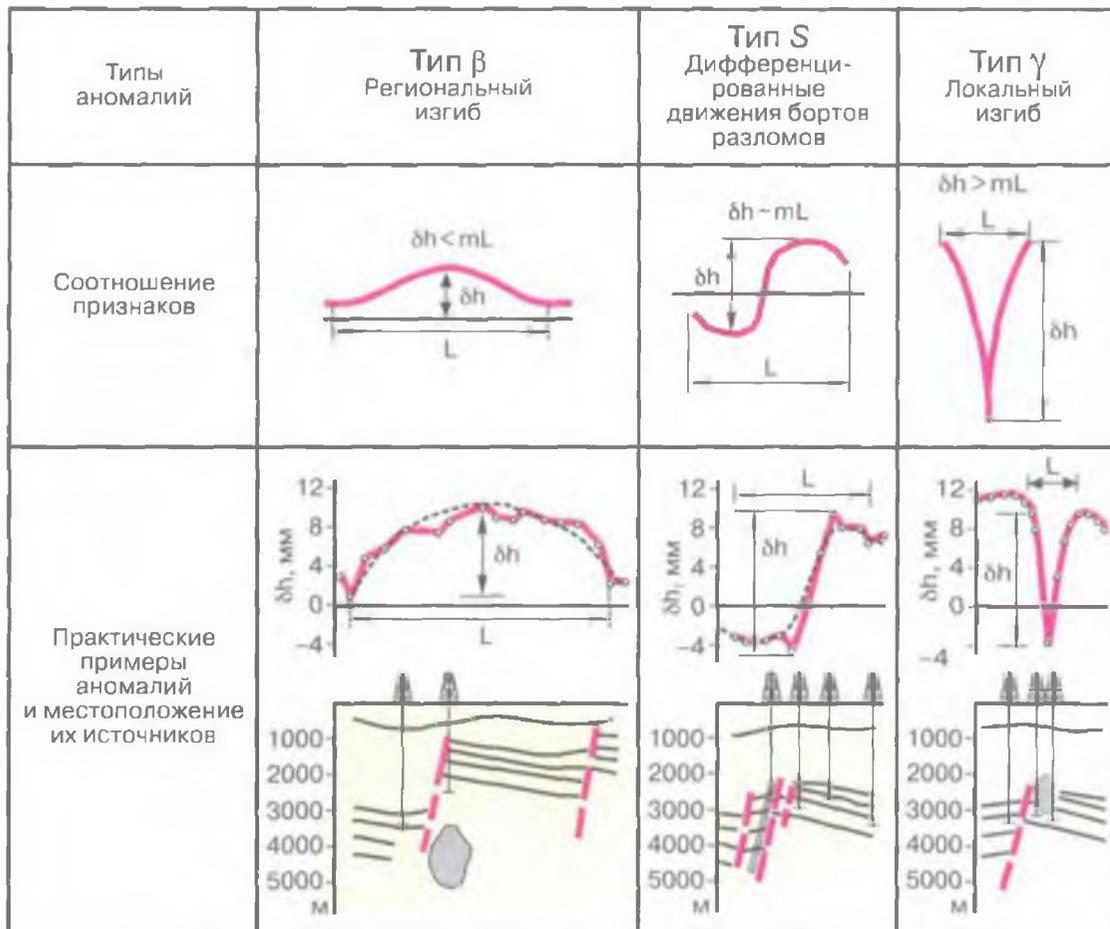


Рис. 1. Основные типы аномальных изменений современных вертикальных движений земной поверхности в пределах зон разломов.

Существуют устойчивые типы локальных аномалий вертикальных движений земной поверхности в зонах разломов. Горизонтальные размеры для γ -аномалий составляют 0,5–2, для S -аномалий 5–10, а для β -аномалий 10–30 км. На рис. 1 (см. стр. 121) приведены соотношения между амплитудой (δh , мм) и протяженностью (L , км) для каждого типа аномалий, связанные через масштабный коэф. $m = 10^{-6}$.

Осн. пространственно-временные характеристики аномальных движений идентичны для сейсмоактивных и асейсмич. разломных зон. Интенсивность совр. деформационных процессов в разломных зонах асейсмичных и слабосейсмичных регионов выше, чем аналогичные процессы в зонах сейсмоактивных разломов. В разломных зонах сейсмоактивных регионов бывают периоды сейсмич. затишья, когда активизируются «асейсмичные» СД.

В районах предгорных и межгорных прогибов (области сжимающих напряжений) доминируют β -аномалии, в рифтовых областях (области растяжений) γ -аномалии (аномалии типа S чрезвычайно редки для изученных регионов).

Наибольшей интенсивностью обладают γ -аномалии. Среднегодовые скорости деформаций для них $(2 - 7) \times 10^{-5}$ в год. Поэтому их определяют как СД земной поверхности в зонах разломов.

На рис. 2 представлены примеры СД для разл. регионов. Аномальные кривые идентичны по морфологии, у них совпадают ширина и амплитуда.

Согласно традиционным представлениям, динамика разломов обусловлена силовым воздействием медленно (миллионы и сотни тысяч лет) меняющегося во времени поля напряжений, к-рое вызывает адекватную деформационную реакцию разломной зоны (рис. 3, вариант I). В этом случае уровень приложенной нагрузки должен быть соизмерим с уровнем деформационного отклика среды разломной зоны. Однако многочисл. эмпирич. данные по совр. аномальной геодинамике разломов входят в существ. разногласие с этими представлениями.

Для совр. деформационных процессов в зонах разломов характерны ситуации, когда малые эндогенные и/или экзогенные воздействия приводят к аномально высоким деформационным откликам среды. Экспериментальные данные указывают на локальную пространственно-временную нестабильность процессов деформирования, имеющих место в пределах собственно разломных зон. Т.е. зоны разломов нельзя рассматривать только как ослабленные участки геологич. среды, по к-рым происходит взаимное перемещение блоков под воздействием медленно меняющегося во времени регионального поля напряжений. Физико-механич. свойства горн. пород в разломных зонах существенно зависят от флюидодинамич.

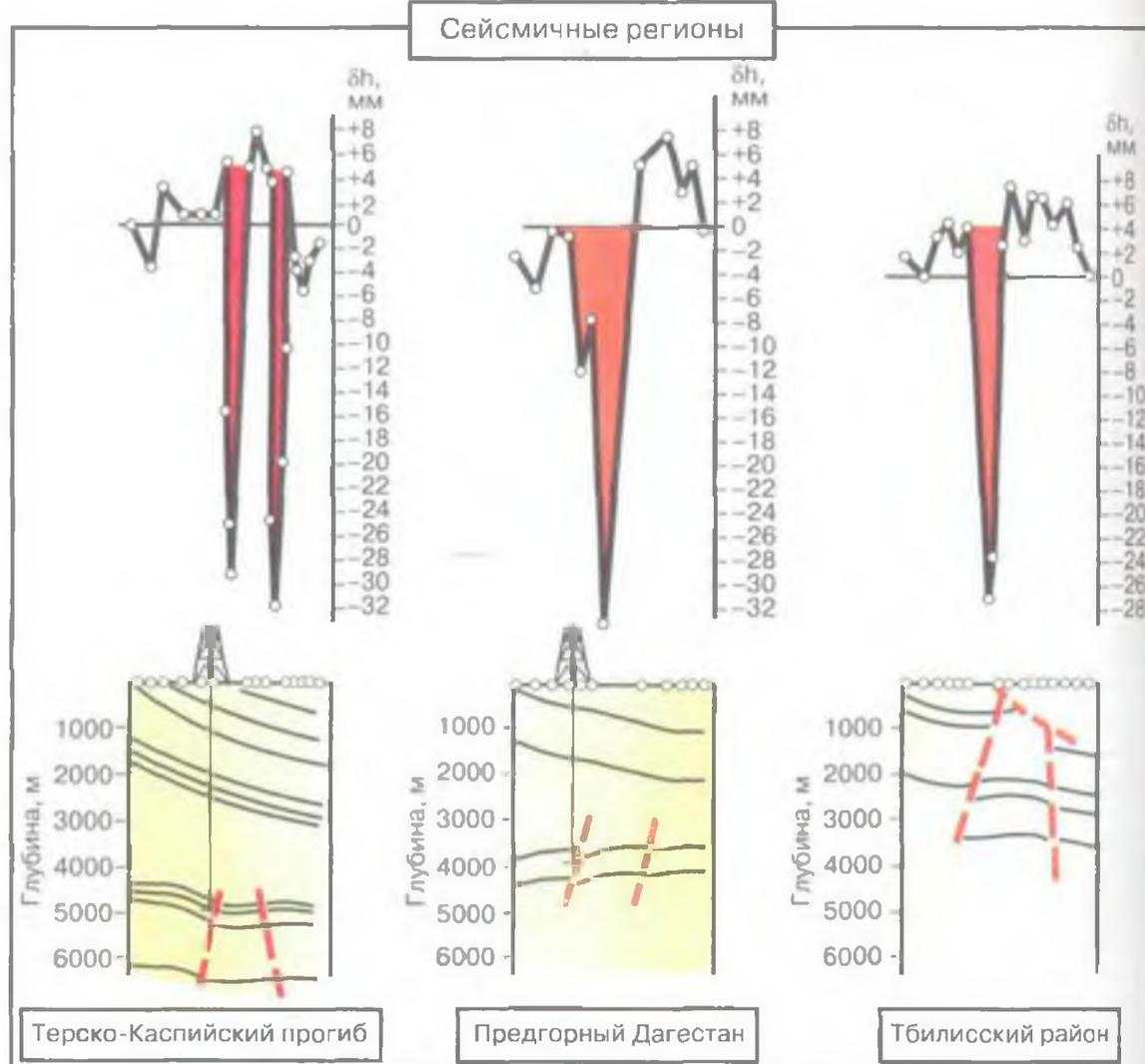
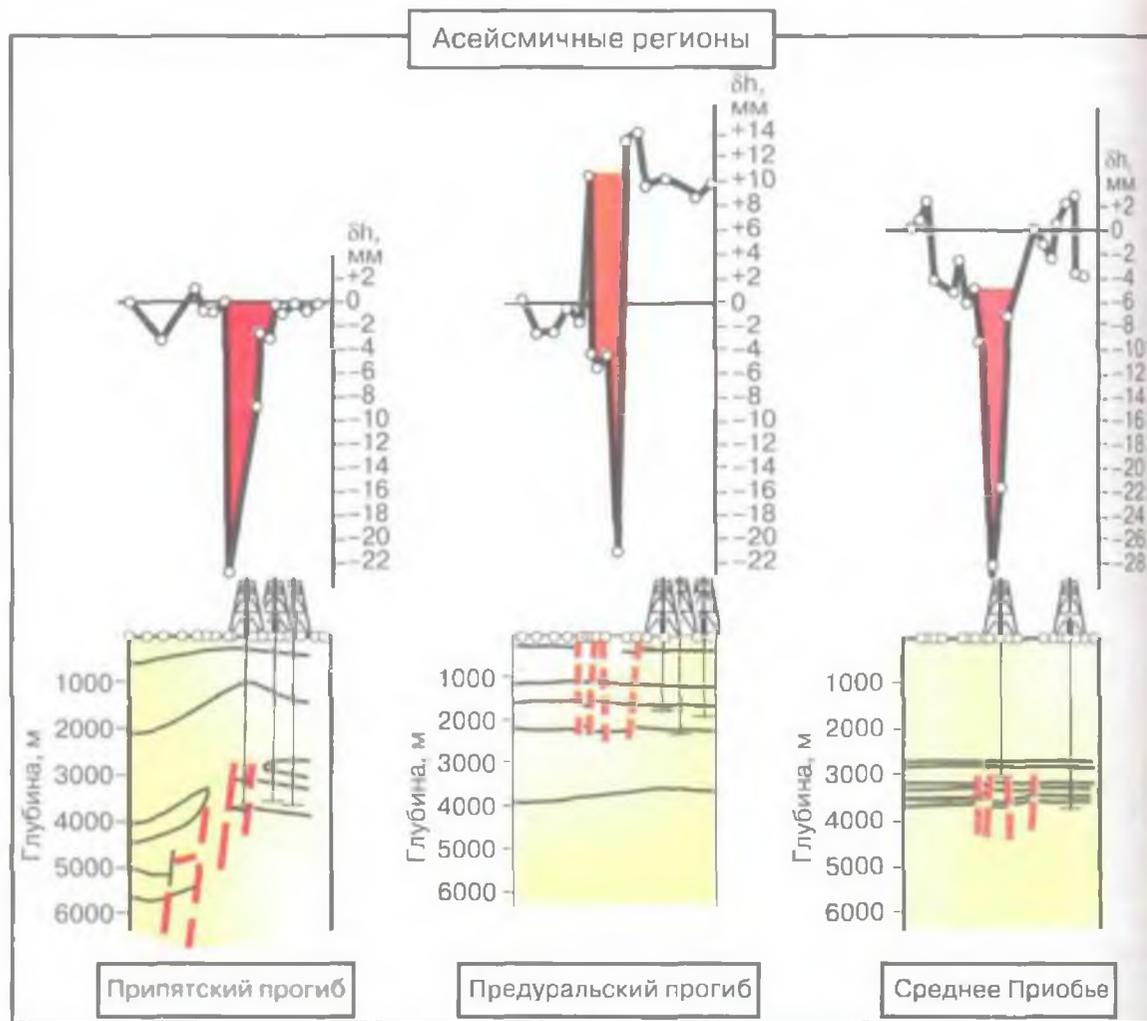


Рис. 2 Примеры локальных γ -аномалий для различных регионов: а – для асейсмичных; б – для сейсмичных.

зоны разломов
 зоны аномальных вертикальных движений земной поверхности
 пробуренные скважины

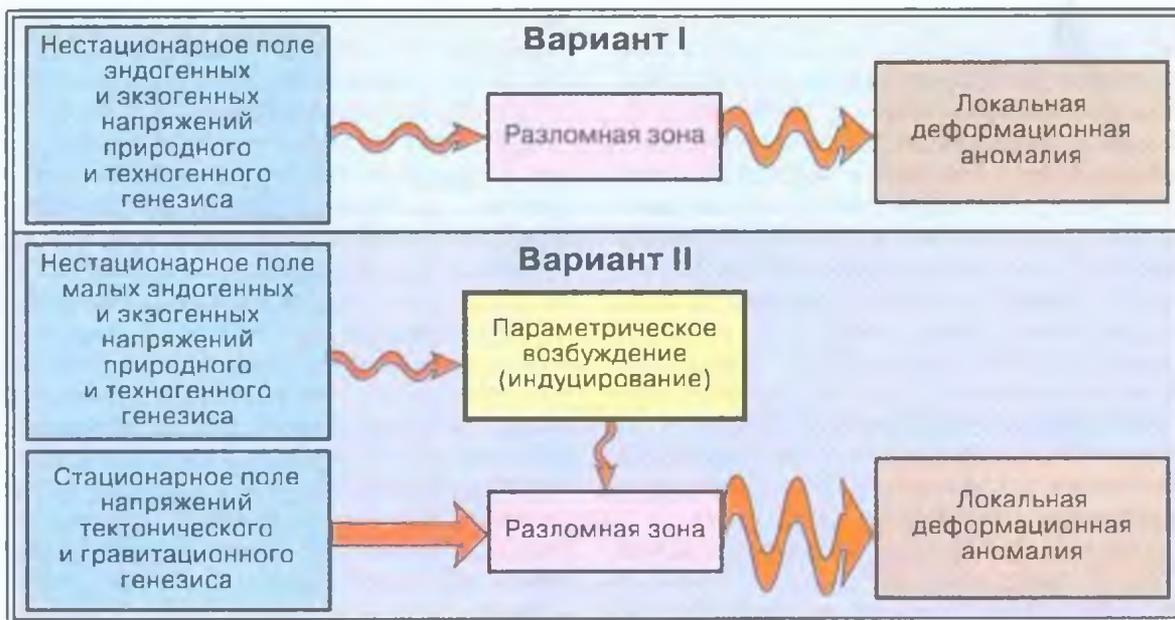


Рис. 3. Схема формирования аномальных деформационных процессов в зонах разломов.

объекты НГК. В зонах проявления совр. СД периодически происходят порывы трубопроводных систем и аварий на скважинах с последующим выводом их из эксплуатации. На рис. 4 показано возникновение подобных чрезвычайных ситуаций на примере Усть-Балыкского нефтяного м-ния (Зап. Сибирь). Из рис. видно, что аварии соответствуют локальным участкам проявления СД. Т.к. в пределах м-ния расположен г. Нефтеюганск, становится очевидным уровень экологич. и социально-экономич. риска данного объекта.

Геодинамич. фактор необходимо учитывать на стадии проектирования скважин и трубопроводов и предусматривать превентивные меры по предотвращению аварийных ситуаций и снижению возможного ущерба.

Определяя в каждом конкретном случае скорость СД по результатам прямых измерений, можно, задавая порог прочности и длительность эксплуатации объекта, определить критерии геодинамич. опасности.

Полагая, что геодинамич. опасность есть вероятность появления современных СД в данном месте и в данное время, можно количественно определить Г.р. Для этого используется представление о том, что риск – есть математич. ожидание ущерба.

Оценку Г.р. (R) проводят по формуле:

$$R = P_{сд} \cdot P_y \cdot C,$$

где $P_{сд}$ – вероятность появления современных СД в данном месте и в данное время (геодинамич. опасность); P_y – вероятность того, что данный уровень СД окажется достаточным для вывода объекта Г.р. из нормального функционирования (уязвимость объекта); C – ущерб, обусловленный полной стоимостью объекта, выведенного из эксплуатации, или расходы по проведению превентивных мер.

Наличие СД земной поверхности, особенно в платформенных (слабосейсмич-

процессов, отличаются повыш. емкостными, пониж. прочностными и жесткостными характеристиками и т.д. Все это способствует формированию локально неоднородных и не стабильных во времени полей напряжений в этих зонах.

Возникновение СД непосредственно не вызывается активизацией регионального (внешнего по отношению к объему среды, контролируемому системой наблюдений) поля напряжений, а обусловлено изменением параметров среды (модуля жесткости, коэф. трения и т.д.) внутри самих разломных зон, находящихся в условиях квазистатического (стационарного) регионального напряжения тектонич. и гравитационного происхождения. Т.о., СД разломных зон – это параметрически индуцированные тектонич. деформации геологич. среды (параметрич. деформации).

Совр. геологич. среда находится под воздействием системы внеш. и внутр. (экзогенных и эндогенных), квазистатич. (глобальное и/или региональное поле напряжений) и динамич. (приливы, неравномерное вращение Земли, процессы подготовки землетрясений, взрывы, сейсмич. волны, техногенные воздействия и т.д.) нагрузок. В разломных зонах, особенно осадочных басс., постоянно присутствуют и перераспределяются динамически активная и химически агрессивная флюидная система. Взаимодействие и совокупное влияние всех этих факторов реализуются в зонах разломов с неустойчивыми механич. характеристиками, посредством кратковрем. флуктуаций жесткостных характеристик горн. пород в локальных объемах, что приводит к возникновению аномалий СД (рис. 3, вариант II).

Т.к. деформационный порог разрушения большинства твердых тел ок. 10^{-4} , то, учитывая пульсационный характер СД процессов (периодичность пульсаций 0,1–1,5 года), становится очевидной потенциальная опасность СД со скоростями $5 \cdot 10^{-5}$ в год для любых конструкций, коммуникаций и строений.

Т.о., совр. активный разлом (это зона линейной деструкции среды, в к-рой совр. короткопериодич. СД происходят со скоростью не менее 10^{-5} м в год) является объектом повышенной геодинамич. опасности и Г.р.

Из известных форм проявления совр. геодинамич. процессов, обусловленных разработкой м-ний углеводородов, наибольшую распространенность и интенсивность воздействий на объекты НГК имеют СД в разломных зонах. Обширные просадки территорий м-ний опасны, но редки и характерны для м-ний, имеющих глубину залегания не более 2000 м и повыш. пористость коллекторов (св. 25%). Техногенные землетрясения имеют высокую интенсивность в ограниченных регионах с повыш. сейсмоактивностью.

Поэтому наибольшую геодинамич. опасность для объектов НГК представляют современные СД разломных зон природного и/или техногенного генезиса.

В 1990-е гг. получены данные о масштабах и уровне влияния фактора СД на

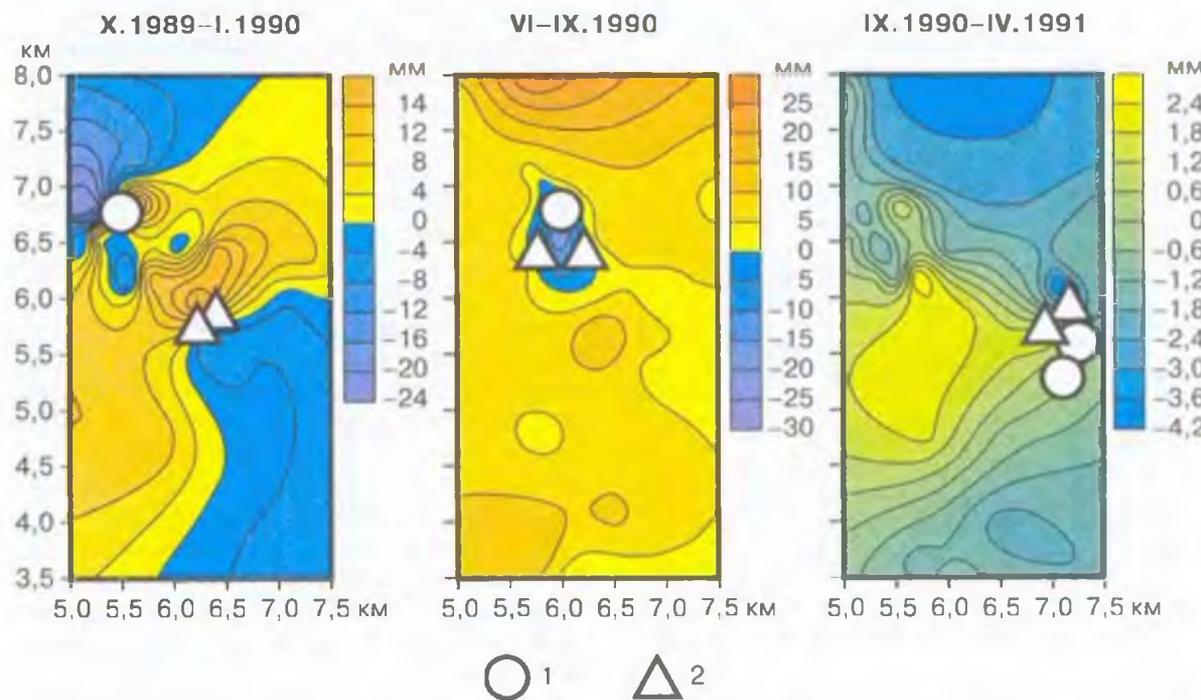


Рис. 4. Связь аварий на скважинах и порывов трубопроводов с аномальными проявлениями современной геодинамики недр: 1 – аварии на скважинах; 2 – порывы трубопроводов.

ных) регионах, привело к коренному пересмотру нормативно-правовой базы (на федеральном, ведомств. и региональном уровнях), регламентирующей учет фактора Г. р. В Рос. Федерации в 1990-е гг. была завершена работа по обоснованию необходимости: включения представлений о СД земной поверхности платформенных регионов в федеральную систему оценок риска возникновения чрезвычайных ситуаций; использования данных по СД при разработке ведомств. нормативов по учету совр. геодинамич. состояния недр в условиях длительной эксплуатации объектов НГК; пересмотра существующих и разработку новых норм, регламентирующих воздействие СД на объекты НГК; разработки новых подходов и норм страхования экологич. и иных рисков с учетом фактора СД платформенных слабосейсмичных разломов в местах размещения объектов НГК.

В 1992 фактор совр. аномальной геодинамики недр включен в «Критерии районирования территории РФ по степени экологического риска».

Страховые компании РФ разрабатывают новые виды дополнительного страхования с учетом фактора СД в районах сосредоточения объектов НГК.

Лит.: Касьянова Н. А., Кузьмин Ю. О., Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса, М., 1996; Кузьмин Ю. О., Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании, М., 1999.

Ю. О. Кузьмин.

ГЕОИНФОРМАТИКА (от греч. *gē* – Земля и от лат. *informatio* – изложение, разъяснение) – научно-технич. комплекс, обеспечивающий одноименную отрасль науч. знания, технологию и прикладную деятельность, в основе которой лежат геотехнологические системы и геотехнологические технологии. Г. решает задачи сбора, хранения и обработки информации о природных системах. Методы Г. – компьютерное моделирование и геотехнологическое картографирование.

Появление Г. в мире относится к сер. 1960-х гг., когда были разработаны их прототипы.

Г. – полигенетична: ее исходными источниками являются география, картография и общая информатика. Г. в сфере производств. деятельности включает область произ-ва специализиров. программного обеспечения (прежде всего геотехнологических систем) и область применения, получения, накопления, обработки, представления, распространения и использования цифровых данных о земной поверхности.

Г. как раздел прикладной информатики является методологией информационного моделирования земной поверхности и геосистем. Предметом Г. являются геотехнологические модели, системы и технологии.

О. А. Лебяченко.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, см. в ст. *Запасы*.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ на объектах газовой промышленности – система постоянных наблю-

дений, оценки, прогноза и упр-ния геологич. средой или какой-либо ее частью геофизич. методами в целях обеспечения оптимальных экологич. условий для человека в пределах рассматриваемой природно-технич. системы. Осуществляют на м-ниях углеводородов и на подземных газовых хранилищах. Г.-г. м. представляет собой сложную систему регистрации, сбора, обработки, интерпретации геологич., гидрогеологич., геофизич., промышленной и иной информации с созданием интегрированной статич. и динамич. цифровой модели, отражающей геологич. и техногенные процессы и позволяющей принимать оптимальные и экологически безопасные решения по объекту.

Лит.: Королев В. А., Мониторинг геологической среды, М., 1995.

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ на нефть и газ – совокупность производственных и н.-и. работ по геологич. изучению недр, выявлению перспективных территорий, открытию м-ний, их оценке и подготовке к разработке. Конечная цель Г.-р. р. – подготовка *запасов* полезных ископаемых. Осн. принцип Г.-р. р. – комплексное геологич. изучение недр, когда наряду с поисками и разведкой м-ний нефти и газа изучаются все попутные компоненты (*нефтяной газ* и его состав, сера, редкие металлы и др.), возможность и целесообразность их добычи или утилизации, выполняются гидрогеологич., горно-технич., инженерно-геологич. и др. исследования, анализируются природно-климатич., социально-экономич., геолого-экономич. условия и их изменения в связи с перспективами разработки м-ний.

Решение последовательных взаимосвязанных задач при геологическом изучении недр обуславливает необходимость подразделения процесса Г.-р. р. на этапы и стадии, в обобщенном виде отраженные в Законе «О недрах», принятом в 1992 с последующими поправками. В соответствии с регламентированной стадийностью геологич. изучение нефтегазовых недр, оценка и разведка м-ний проводятся с последовательной детализацией и повышением достоверности представлений об их строении, величине и категоричности запасов.

При проведении Г.-р. р. выделяют региональный, поисково-оценочный и разведочно-эксплуатационный этапы с разделением их на стадии и подстадии. Каждый этап и стадия характеризуются определенным уровнем изученности геологич. объектов, перечнем осн. решаемых задач, типовым комплексом работ и итоговыми документами. Конечный результат работ на той или иной стадии (подстадии) – количеств. оценка ресурсов или подсчет запасов определенных категорий.

Г.-р. р. начинаются с региональных работ, однако перспективные участки вовлекаются в поиски и разведочные работы в разл. сроки, что приводит к совмещению в пределах одной территории разл. этапов и стадий Г.-р. р. Процесс Г.-р. р. для района фиксируется в росте плотности геофизич. работ и поисково-

разведочного бурения, увеличении разведанности *начальных суммарных ресурсов*. Г.-р. р. включают геологич. съемку, аэрокосмич., геофизич. и геохимич. методы, опорное, параметрическое, структурное, поисковое, оценочное и разведочное бурение. Наиболее капиталоемкими являются поисковое и разведочное бурение.

На региональном этапе проводят изучение геологич. строения слабо исследованных осадочных басс., их участков и отд. литолого-стратиграфич. комплексов, оценку перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфич. комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах. Региональный этап предшествует поисковому этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазоаккумуляции в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами. Разрешение на проведение региональных работ выдает Мин-во природных ресурсов или его территориальное подразделение, а условия их проведения согласовываются исполнителями этих работ с органами местного упр-ния.

Региональный этап подразделяется на две стадии: прогноз нефтегазоносности – выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазоаккумуляции, нефтегазогеологич. районирование, качеств. и количеств. оценка перспектив нефтегазоносности (по категориям D_2 и частично D_1), выбор осн. направлений и первоочередных объектов; оценка зон нефтенаккумуляции – выделение наиболее крупных *ловушек* и уточнение нефтегазогеологич. районирования, количеств. оценка перспектив нефтегазоносности (по категориям D_1 и частично D_2), выбор районов и очередность проведения в них поисковых работ.

По результатам региональных и др. выполненных Г.-р. р. выделяются участки недр на получение *лицензий* на право пользования недрами в перспективных нефтегазоносных районах и выявленных объектах.

Цель поисково-оценочного этапа – обнаружение новых м-ний нефти и газа или новых залежей на ранее открытых м-ниях и оценка их пром. значимости. Работы проводятся по лицензии на геологич. изучение недр (право на ведение поисков и оценки м-ний или залежей) или по совмещенной лицензии, включающей неск. видов пользования недрами (поиски, разведка и добыча).

Поисково-оценочный этап подразделяется на стадии: выявление и подготовка объектов к поисковому бурению; поиск и оценка м-ний (залежей). На 1-й стадии работ в районах с установленной или возможной нефтегазоносностью и возможным наличием ловушек решаются след. задачи: выявление перспективных ловушек, их подготовка сейсморазведкой к поиско-

вому бурению, количеств. оценка ресурсов (по категории C_3 и частично $D_{1л}$), выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение.

Работы на стадии поиска и оценки проводятся в условиях, оговоренных в лицензии на пользование недрами. Осн. задачи этой стадии: выявление в разрезе нефтегазоносных перспективных комплексов, коллекторов и покрышек и определение их параметров, выделение, апробирование и испытание нефтегазоперспективных пластов, получение пром. притоков нефти и газа, установление свойств флюидов и *фильтрационно-емкостных свойств*, выбор объектов для проведения детализационных геофизич. и оценочных работ, установление осн. характеристик м-ний (залежей), подсчет запасов м-ний (залежей) категории C_1 и C_2 , выбор объектов и этажей разведки.

В пределах многопластовых м-ний поисковые работы могут совмещаться с оценочными и разведочными работами и проводиться до завершения оценки перспектив всего разреза осадочного чехла. Открытие залежи (м-ния) фиксируется по получению первого пром. притока нефти или газа. По результатам поискового бурения при открытии залежи (м-ния) уточняется проект дальнейших оценочных работ, а в случае отрицательного результата составляется отчет с обоснованием бесперспективности опосредованного объекта. При оценке решаются след. вопросы: установление пром. значимости открытых м-ний (залежей), установление фазового состояния углеводородов, изучение физико-химич. свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств, изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов, установление типа залежей, определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности, установление *коэффициентов продуктивности* скважин, предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 .

В ряде случаев на не крупных объектах простого строения задачи оценки м-ния решаются и достигаются по результатам поискового бурения. Предоставление недр в пользование для добычи нефти и газа после завершения поисково-оценочного этапа проводится только после *государственной экспертизы запасов*.

На разведочно-эксплуатационном этапе проводят изучение характеристик м-ний (залежей), обеспечивающее составление технологич. схемы разработки м-ния нефти или проекта опытно-пром. эксплуатации м-ния газа. На этом этапе выделяются стадии: разведка и опытно-пром. эксплуатация. На первой стадии объектами разведочных работ являются м-ния (залежи), на которые получена лицензия на добычу нефти и газа. Осн. задачи – определение целесообразности проведения опытно-пром. эксплуатации для составления технологич. схемы разработки м-ний, перевод запасов категории C_2 в категорию C_1 . На этой

стадии уточняются положения контактов газ – нефть – вода, контуры залежей, *дебиты* нефти, газа, конденсата, воды, устанавливаются *пластовое давление, давление насыщения* и коэф. продуктивности скважин, проводятся исследования *гидродинамической связи* залежей с законтурной областью, уточняются изменчивость фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и физико-химич. свойств флюидов по площади и разрезу залежи, изучаются характеристики продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и *призабойную зону* с целью повышения коэф. извлечения.

По результатам разведочных работ с учетом данных опытно-пром. эксплуатации уточняются геологические и извлекаемые запасы углеводородов и сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей м-ний (*продуктивных горизонтов*) по категориям B , C_1 и частично C_2 , систематизируются геолого-геофизич. материалы, необходимые для составления технологич. схемы разработки м-ний нефти и проекта опытно-пром. разработки м-ний газов, выбираются методы повышения коэффициентов извлечения. При предоставлении недр в пользование одновременно для геологич. изучения и добычи полезных ископаемых пользователи недр могут начинать добычу в процессе геологического изучения недр.

Науч. исследования – составная часть процесса Г.-р. р. Особым видом н.-и. работ являются планирование и прогнозирование Г.-р. р. Поисково-разведочные работы на нефть и газ начиная с сер. 1970-х гг. проводились в быв. СССР на базе комплексных проектов, составляемых для районов, крупных регионов. На основе науч. обоснования перспектив нефтегазоносности и прогноза эффективности Г.-р. р. в комплексных проектах предлагалось рациональное распределение объемов Г.-р. р. и приростов запасов нефти и газа. При совр. планировании Г.-р. р. предусматривается составление федеральной и территориальных программ геологич. изучения недр. Упр-ние Г.-р. р. ведется путем рационального размещения лицензионных участков и очередности их выставления на конкурс, распределения гос. средств на Г.-р. р., совершенствования экономико-правовых основ проведения Г.-р. р. и привлечения инвестиций, в т. ч. и иностранных. Г.-р. р. проводятся субъектами предпринимательской деятельности независимо от форм собственности, наделенных правом на ведение Г.-р. р. Геолого-геофизич. информация, полученная за счет гос. средств, является гос. собственностью, а за счет собств. средств – собственностью пользователя недр. В рыночных условиях проведение Г.-р. р. основано на взаимодействии распорядителей недр, представляющих лицензии, и пользователей недр, приобретающих лицензии. Организация гос. геологич. изучения недр осуществляется федеральным органом упр-ния – *Государственным фондом недр*.

Н. А. Крылов, Ю. Н. Батурин.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД – документ, определяющий технологию бурения. Состоит из геологич. и технико-экономич. частей.

В геологич. части отражаются: стратиграфич. и литологич. разрезы, крепость и предполагаемый угол падения горн. пород, пластовые темп. ра и давление, осложнения при бурении, интервалы отбора *керна* и *шлама*, объемы каротажных и перфорационных работ и др.

В технико-технологич. части указывают по интервалам бурения: *конструкцию скважины*, высоту подъема цементного раствора, *породоразрушающий инструмент*, параметры *режима бурения*, скорость подъема *бурильной колонны*, необходимое оборудование (тип *буровой установки*, вид привода, способ бурения), параметры *бурового раствора*, сроки начала и окончания работ и др.

Г.-т. н. составляется на основании материалов технич. проекта и является его составной частью. Перед началом работ по бурению он выдается буровой бригаде, к-рая должна осуществлять проводку скважины в строгом соответствии с рекомендованной в нем технологией. Выполняется, как правило, в табличной форме и утверждается в установленном порядке.

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА запасов и ресурсов газа (нефти) – оценка целесообразности подготовки и освоения запасов в текущем периоде и на перспективу в стоимостном выражении на основе комплексного прогноза их качества. Проводится в соответствии с Законом РФ «О недрах» от 2001 для регулирования отношений *недропользования* и решения задач развития сырьевой базы.

Объекты Г.-э. о. – открытые и прогнозируемые залежи, а также их совокупности в нефтегеологич. элементах, адм. р-нах, нефтегазодоб. предприятиях. Г.-э. о. проводится при геологич. изучении недр, постановке запасов на гос. учет, обосновании пробной эксплуатации залежей, выборе вариантов разработки, лицензировании участков недр. Последовательные Г.-э. о. нефтегазоносных р-нов и локальных объектов образуют систему *геолого-экономического мониторинга* процесса роста разведанности и освоенности ресурсов. Г.-э. о. открытых и прогнозируемых м-ний проводится для определения целесообразности проведения *геолого-разведочных работ*, ввода м-ний в разработку на базе действующих, правовых и экономич. условий. Г.-э. о. проводится для запасов категорий $A+B+C_1$ или приведенных к ним с учетом подтверждения предварительной оцененных запасов категорий $C_2, C_3, D_{1л}$ для товарного газа (нефти) в пределах промысла (на устье скважины), с учетом затрат на доставку потребителю.

Критерий рентабельности м-ний – обеспечение прибыли пользователю недр и дохода гос-ву. Осн. показатели экономич. эффективности освоения – чистый дисконтиров. доход, а также внутр. норма доходности, срок окупаемости инвестиций и др. за установленный лицен-

зней срок разработки или при достижении экономич. предела разработки. При Г.-э.о. локальных лицензионных участков с ресурсами категории С₃ и (или) D₁ оценивается рентабельность освоения прогнозируемых к открытию залежей газа (нефти) по упрощенным схемам на основе аналогии с открытыми м-ниями. Г.-э.о. неразведанных ресурсов нефтегазоносного р-на (области) проводится на базе количеств, оценки и прогноза их качества (крупность и число м-ний, начальные дебиты скважин, глубина нефтегазоносного комплекса, вязкость нефти и др.). Оценка проводится распорядителем недр для выделения лицензионных участков, а также пользователями недр при обосновании направлений геолого-разведочных работ и перспектив добычи углеводородов.

Достоверность Г.-э.о. ресурсов нефти значительно ниже, чем запасов м-ний в связи с использованием геологич. аналогии при прогнозе всех показателей, определяющих денежную оценку. Г.-э.о. запасов и ресурсов нефти и газа РФ показала, что после прохождения пика *эффективности геолого-разведочных работ* уд. затраты на освоение оставшихся запасов и ресурсов в целом выше, чем начальных разведанных запасов. Использование неразведанных ресурсов пониженного качества, вовлечение нефтегазовых недр труднодоступных регионов и акваторий объективно приводят к последовательному удорожанию освоения запасов и ресурсов газа и нефти.

Ю. Н. Батурин.

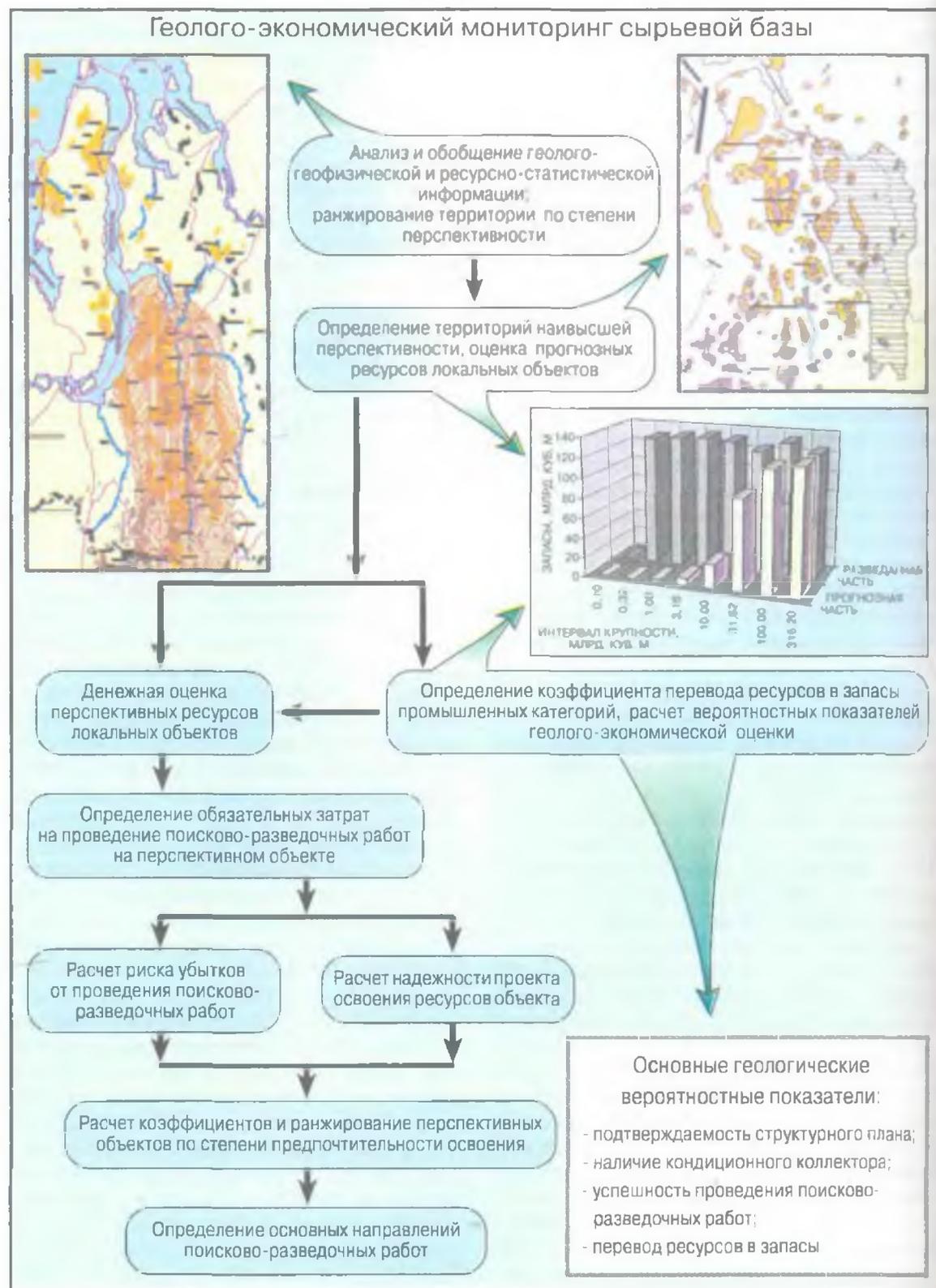
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ сырьевой базы углеводородов – сумма методов, технологич. приемов и программ комплексной оценки объекта исследования (территории, комплекса пород и т. д.) с момента определения перспектив его нефтегазоносности до определения наиболее приоритетных направлений поисково-разведочных работ. Включает: количеств. оценку начальных потенциальных ресурсов объекта исследований; определение перспективных территорий с наибольшими прогнозными ресурсами и выделение участков, предпочтительных для приобретения прав *недропользования*; геолого-экономическую оценку ресурсов этих территорий и определение первоочередных направлений *геолого-разведочных работ*; ранжирование перспективных на нефть и газ территорий по степени экономич. привлекательности их освоения (рис.).

На 1-м этапе мониторинга особое место занимает количеств. оценка общего объема невыявленных ресурсов и их распределение по залежам разл. величины (крупности), т. к. более корректной экономич. оценке подлежат лишь локализованные ресурсы.

В полном объеме ранжирование территорий с доказанной нефтегазоносностью по степени наивысшей перспективности проводится лишь для слабо или совсем не изученных регионов и комплексов пород. В других случаях на этом этапе оценивается наличие остаточных ресурсов

нефти и газа. В основе ранжирования территории по степени наивысшей перспективности лежит эмпирико-статистико-концептуальный метод оценки ресурсов, с помощью к-рого геологами-экспертами анализируется весь имеющийся объем геолого-геофизич. и ресурсно-статистич. информации. Оценка проводится по каждому нефтегазоносному комплексу отдельно. Далее, применяя новейшие компьютерные технологии, осуществляется сложение структурных планов с выделением зон наивысших ресурсных перспектив. Эта работа позволяет снять значительную долю *неопределенности*, максимально снизить *риски* при постановке поисково-разведочных работ и построить карты макс. концентрации невыявленных ресурсов. При расчетах гл. итоговыми величинами являются надеж-

ность проекта и риск убытков, частное от деления к-рых определяет коэффициент предпочтительности перспективного объекта. Этот коэффициент является основой ранжирования локальных объектов по первоочередности проведения поисково-разведочных работ. Чем выше значение его, тем разведка данного объекта более привлекательна для предполагаемого инвестора. Этим этапом завершается технологич. цепочка исследований, согласно к-рым разрабатывается план поисково-разведочных работ региона (комплекса пород) и проводятся геолого-разведочные работы. Полученная геолого-геофизич. информация анализируется и интерпретируется геологами-экспертами, что расширяет их знания об объекте и позволяет уточнить качеств. и количеств. оценку его



сырьевой базы, а также снизить неопределенность при определении зон наивысших остаточных перспектив газонефтенности и провести уточненную геолого-экономич. оценку локализов. ресурсов, т.е. цепочка Г.-э.м. получила обратную связь.

Конечная цель мониторинга ресурсного потенциала исследуемого региона или комплекса пород – формирование у топ-менеджеров правильного представления о коммерч. ценности прогнозируемых к открытию м-ний, а для потенциального инвестора это еще и оценка целесообразности вложения капитала в поисково-разведочные работы.

Т. А. Гудымова.

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ – преобразование комплекса геологич. наблюдений, измерений и вычислений в плоскостные и объемные формы графич. модели залежи. Последние характеризуют ее строение, свойства и происходящие в ней процессы с целью оптимизации решения задач разведки, подсчета запасов и разработки. К числу наиболее распространенных плоскостных форм Г.з. на отд. этапах и стадиях пром. освоения м-ний относятся: геологич. профили, геологич., геолого-геофизич. и геолого-статистич. разрезы, корреляционные схемы и схемы опробования скважин, а также разл. виды карт (структурные, толщин, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности, поверхности газонефтеводных контактов, подсчетные планы, литологические, распространения коллекторов, разработки, суммарных отборов нефти, газа и воды, изобар и т.д.). Объемные формы Г.з. обычно выражаются в виде блок-диаграмм разного типа, пространственно отображающих строение изучаемого объекта и построенных на основе принципа аксонометрич. проектирования, сочетающего структурную карту или карту горизонтального среза с геологич. профильными разрезами по пересекающимся плоскостям.

ГЕОМЕХАНИКА (от греч. *ge* – Земля и *mechaniké* – искусство построения машины), горное недропользование, – наука, изучающая физико-механич. свойства горн. пород, их напряженное состояние, процессы деформирования и разрушения, происходящие под влиянием природных и технологич. факторов. Это раздел горн. наук, изучающий объективные закономерности формирования механич. свойств горн. пород и протекания разл. *геодинамических процессов* в земной коре; перераспределение напряжений, деформирование, перемещение, разрушение и упрочнение участков горн. пород.

Г. изучает, моделирует и прогнозирует состояние *геомеханических систем*, представленных совокупностью механически взаимодействующих участков и блоков массива горн. пород и соприкасающихся с ними технич. сооружений (горн. выработок, скважин и т.п.).

В общей сфере Г. выделяют горную Г. и гидрогеомеханику.

Горная Г. изучает механич. явления и процессы, происходящие в геологич.

среде при сооружении в ней горн. выработок (в т.ч. скважин).

Гидрогеомеханика является разделом горн. Г., в к-ром изучаются геотехнологич. процессы взаимодействия геомеханич. и фильтрационных явлений в их общем влиянии на напряженное состояние и механич. свойства горн. пород.

Деформация горн. пород, включая пласты-коллекторы, обусловлена их физико-механич. свойствами и неоднородностью. Важно отметить, что свойства горн. пород, их неоднородность исследуются и используются для разл. масштабов моделирования.

На микроуровне рассматривают дефекты горн. пород, к-рые характеризуют микростроение и микронеоднородность горн. породы и выявляют наиболее слабые места (поверхности контакта) с пониженными механич. свойствами (сцепление, связность, прочность). К наиболее существ. дефектам горн. пород, определяющим их поведение при деформациях, относятся контакты слоев породы и трещины.

Под действием эффективного давления (подробно см. в ст. *Горное давление*) горн. породы испытывают наряду с развитием упругих (обратимых) и пластических (необратимых) квазипластич. деформации. Последние связаны с возникновением трещин, разделяющих породу на структурные блоки, их перемещением без нарушения устойчивости горн. породы. Этот процесс наз. дилатансией (от лат. *dilatantia* – расширяться).

При изучении и моделировании физико-механич. свойств горн. пород в Г. также используется принцип «структурной иерархии», предусматривающей системное объединение разномасштабных неоднородностей горн. пород, к-рые выявляются в разл. по размеру объемах геологич. среды (от микро- до макромасштабов) и объединяются в рамках взаимонакладывающихся подсистем. Такая методология моделирования позволяет использовать весь объем информации для построения геомеханич. модели м-ния природного газа.

В соответствии с принципом структурной иерархии выделяют осн. разделы: структурная Г., Г. процессов разработки м-ний нефти и газа и др.

В структурной Г. горн. породы (в т.ч. и пласты-коллекторы) рассматриваются как дискретные тела, т.е. состоящие из отд. дискретных частиц (элементов горн. пород) и элементов разл. неоднородности (дефектов горн. породы). В связи с этим структурная Г. как раздел Г. изучает структурное и фазовое взаимодействие дискретных элементов горн. пород и структурную иерархию их неоднородностей (дефектов).

Структурное взаимодействие – геомеханич. явление в виде механич. взаимодействия элементов строения геомеханич. системы, вызванное внеш. влиянием, или элементов строения неоднородной горн. породы при ее деформировании.

Фазовое взаимодействие – геомеханич. явление, проявляющееся в виде причин-

но-следственной связи геомеханич. процессов в массиве горн. пород с газогидродинамич. процессами.

Прикладные результаты фундаментальных исследований в области структурной Г. используются для описания и моделирования сложных процессов извлечения газа из низкопроницаемых (единицы мД и менее) пластов-коллекторов, нетрадиционных пород-коллекторов (типа каменного угля с сорбированным в нем метаном), образующих сложнопостроенные залежи природного газа с трудноизвлекаемыми запасами.

Г. процессов разработки м-ний нефти и газа – науч. направление в теории разработки, рассматривающее проблемы Г. применительно к м-ниям нефти и газа (изучение напряженно-деформационного состояния горн. пород, пласта-коллектора и подземных технич. конструкций скважин).

В зависимости от моделей описания реальных горн. пород различают континуальную Г. и дискретную Г.

Движение флюидов в рамках дискретной Г. (модель горн. породы в виде дискретной среды, обладающей определенной структурой) описывают фрактальными, перколяционными и нек-рыми др. сеточными моделями. Фрактальные модели представляют геомеханич. структуру из отд. фракталов (частиц) и проводящих каналов между ними, а перколяционные модели – из проводящих каналов разл. формы, состыковывающихся в отд. узлах. Обе модели успешно используются для моделирования процессов вытеснения одних флюидов другими.

Континуальная Г. (модель горн. породы в виде сплошной среды – континуума) рассматривает горн. породы-коллекторы с разл. природой и структурой пустотного пространства (поры, трещины, их сочетание) как сплошные насыщенные среды, характеристики к-рых устанавливаются концепциями механики сплошных сред.

В основе модели насыщенной сплошной среды лежат два наиболее важных положения: наличие в каждом элементарном объеме среды двух взаимодействующих фаз – твердой неподвижной (скелет породы) и подвижной (флюид); скорость течения флюида. В модели насыщенной среды рассматривают обобщенный массоперенос флюида через среду, к-рый характеризуется скоростью фильтрации, а сам процесс *фильтрацией*. Т.о., вместо истинных скоростей течения флюида в каналах рассматривается нек-рая фиктивная величина, к-рая характеризует скорость потока флюида вдоль его линии тока. Площадь сечения линии тока включает площадь (на срезе) твердого скелета и площадь пустот (прозрачность)

Теория фильтрации лежит в основе подземной гидрогазомеханики (подземной гидрогазодинамики, подземной гидравлики), совокупность фундаментальных законов, осн. понятий и моделей к-рой является науч. основой теории *разработки месторождений* нефти и газа.

Лит.: Зотов Г. А., Черных В. А., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М., Подземная гидромеханика, М., 1993; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Зотов.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ скважины – комплекс промысловых и лабораторных экспериментов, к-рый в совокупности с математич. моделированием позволяет оценить критерии устойчивости горн. выработки; оценить начальные предельные депрессии и дать прогноз их изменения при снижении *пластового давления*.

Комплекс экспериментальных исследований включает: отбор и механич. испытания *керн*; анализ каротажных диаграмм; установление миним. напряжений в породах пласта с помощью его «микроразрыва» в кровле и самом пласте-коллекторе; анализ причин овальности стволов; использование *газогидродинамических методов исследований* скважин; установление кол-ва твердых примесей в продукции скважины и их анализ.

Для прогноза изменения предельных депрессий (предельных дебитов) используют разл. математич. модели устойчивости для разл. конструкций забоя, объединенные в самостоятельный пакет (блок) программ имитационной модели проектируемого объекта разработки (подробнее см. в ст. *Моделирование геотехнологических процессов*).

Механические испытания *керн* (МИК) предусматривают изучение на спец. лабораторных установках: упругих механич. параметров (модуль Юнга, коэф. Пуассона, модуль объемного сжатия, модуль сдвига, предел упругости); пластич. параметров (модуль деформации, коэф. пластичности); прочностных параметров (пределы прочности при сжатии, угол внутр. трения, коэф. сцепления); реологич. параметров и волновых характеристик. Проводятся в комплексе с изучением фильтрационных характеристик и петрофизич. свойств *керн*.

На основе МИК и анализа результатов промыслово-геофизич. исследований устанавливаются корреляционные соотношения между предельными депрессиями (при начальном пластовом давлении) и определенными физич. (акустич., петрофизич. и др.) свойствами *керн*, установленными геофизич. методами.

Лит.: Зотов Г. А., Черных В. А., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Зотов.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ, см. в ст. *Геомеханика*.

ГЕОТЕКТОНИКА, см. *Тектоника*.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ ГРАДИЕНТ – величина, на к-рую повышается темп-ра с увеличением глубины недр (на 1 или 100 м). В ср. на каждые 100 м темп-ра в недрах Земли возрастает на 3 °С. Г.г. зависит от геологич. строения, теплопроводности горн. пород, циркуляции *подземных вод*, близости вулканич. очагов и т. п. Напр., при сверхглубоком бурении на Кольском

п-ове обнаружено, что Г.г. первоначально увеличивается от 1 °С в верх. горизонтах до 2,5 °С на глуб. 5 км, а затем уменьшается до 1,6 °С на глуб. 11 км.

ГЕОТЕХНИЧЕСКОЕ НАРУШЕНИЕ почв – нарушение почвенного покрова с частичным или полным изменением почвенного слоя в результате разл. рода технич. работ, прямо или косвенно воздействующих на почвы. Один из видов *антропогенного воздействия* на почвы.

К числу Г.н. относятся удаление почвенного покрова при разработке полезных ископаемых, при стр-ве разл. рода хозяйств., водохозяйств. и пром. объектов и мест складирования отходов, а также в населенных пунктах. Хозяйств. деятельность негативно влияет на факторы почвообразования. В результате этого происходит образование просадок, оползней, селей, карстов (в т.ч. и термокарстов в районах вечной мерзлоты) и др. Разрушение тундровых экосистем при разработке газовых м-ний п-ова Ямал, вызвавшее эскалацию водно-эрозионных процессов, – типичный пример Г.н.

Меры борьбы с Г.н. направлены на ограничение территорий их воздействия, исключение условий их возникновения, охрану наиболее плодородных почв, что возможно при более глубоком знании почв, природных условий и прогноза процессов возникновения нарушений.

Л. В. Шарихина.

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ – совокупность внутрипластовых и геотехногенных явлений, происходящих при разработке м-ний и в окружающей геологич. среде под влиянием реализации тех или иных *геотехнологий* и их энергетики.

Энергетика геотехнологий включает разл. виды энергоресурсов: природные – *пластовое давление*, *напор пластовых вод*, *горное давление* и др.; экзогенные (внешние), привносимые в объект с поверхности, – закачка энергоносителей; техногенные – энергетич. промышленные машины, включая компрессоры, и пр.

К внутрипластовым Г.п. относятся: газогидродинамич. процессы переноса газовых и жидких фаз в продуктивном пласте (в т.ч. процессы вытеснения газа водой); физико-химич. процессы изменения фазового состояния пластовых флюидов (выпадение конденсата, разгазирование пластовых вод и др.) и их взаимодействие с горн. породами (капиллярные эффекты и др.); термодинамич. процессы изменения температурных полей; реологич. процессы взаимодействия флюидов и скелета пористых сред (предельные градиенты) и их деформации (упругой, упругопластич. и др.). К внутрипластовым процессам относятся также процессы *внутреннего обводнения*.

Геотехногенные явления, происходящие в области техногенного влияния разработки м-ния природного газа, включают следующие Г.п.: пьезометрические – связанные с изменением пластового давления в окружающей м-ние водонапорной системе; *геодинамические явления*;

газоэмиссионные – связанные с эмиссией (испусканием) газов из м-ния в верх. части разреза вплоть до поверхности Земли; процессы изменения физич. полей (гравитационных, электромагнитных, сейсмич. и др.) в горн. массиве, окружающем м-ние.

Характер протекания Г.п. в конечном итоге определяет эффективность разработки м-ния, условие рационального использования недр, экологич. безопасность.

Прогнозирование Г.п. осуществляется на основе геологич. изучения м-ния с использованием комплекса математич. моделей (см. *Моделирование геотехнологических процессов*).

Контроль за протеканием Г.п. осуществляют с помощью систем геотехнологического мониторинга, включающего непосредственную регистрацию технологич. показателей разработки, дистанционные методы и средства контроля, а также их комплексную обработку и интерпретацию.

Г. А. Зотов.

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС газовой промышленности – совокупность природных и техногенных (технологич., технич.) систем, предназначенных для извлечения природного газа из недр. Он включает участок геологич. среды с м-ниями (залежами) природного газа (природная геосистема) и технологич.-технических (техногенных) систем разработки м-ний.

Геологич. среда (включающая м-ние природного газа) является, с одной стороны, объектом изучения (разведки) качества и полезности природного ресурса – природного газа, с др. стороны – объектом техногенного воздействия для извлечения из горн. пород-коллекторов природного газа.

При извлечении природного ресурса – природного газа из геосистемы в ней происходит целый ряд *геотехнологических процессов* и *геодинамических процессов*. Эти процессы прогнозируются с помощью спец. геологич. и геотехнологич. моделей, изучаются и управляются с использованием системы геотехнологич. мониторинга.

Технологич.-технич. состояние Г.к. обеспечивают ресурсосберегающие и безопасные способы добычи минер. сырья из геосистемы и поставки его потребителю.

Осн. задачами управления Г.к. являются обеспечение национального хозяйства минер. ресурсом заданной кондиции при соблюдении условий рационального недропользования, экологич. безопасности и рентабельности.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ, см. в ст. *Геотехнологические процессы*.

ГЕОТЕХНОЛОГИЯ (от греч. *gē* – Земля, *téchne* – искусство, умение и *lógos* – учение) – совокупность методов (способов) воздействия на природные ресурсы, со-

средоточенные в м-ниях (залежах), в процессе их разработки.

Понятие «геотехнология» первоначально использовалось в горн. пром-сти для выделения особой категории технологий добычи твердых полезных ископаемых, связанных с физико-химич. воздействием на них (растворение, выщелачивание, газификация углей и пр.).

В 1996 г. рос. акад. К. Н. Трубецкой предложил новую классификацию горн. наук. Согласно этой классификации, все горн. науки подразделялись на 4 категории: горн. недроведение; горн. систематология; геотехнология; обогащение полезных ископаемых. Использование этой классификации для м-ний природного газа предложено в 2000 А. И. Гриценко и Г. А. Зотовым.

При разработке нефтяных и газовых м-ний используются скважинные Г. (напр., *скважинная горная технология*), при к-рых углеводородные природные ресурсы извлекаются с помощью скважин.

Для нефтяных м-ний широко используются разл. Г.: заводнение с использованием физико-химич. добавок, газовые технологии, термич. технологии, биотехнологии, вибрационные технологии и др.

Для газоконденсатных м-ний применяют разл. Г. повышения степени извлечения углеводородного конденсата из недр, поддержания *пластового давления* (см. *Сайклинг процесс*), закачки воды и разл. газообразных агентов. Разработаны и проходят опытно-пром. апробацию Г. извлечения выпавшего в пласте конденсата (т. н. *вторичные методы*) на *Вуктыльском месторождении*.

Для газовых м-ний долгое время практически не использовались активные методы воздействия на процессы извлечения газа. Г. сводились к скважинным технологиям и технологиям обработки *призабойных зон* скважин с целью *интенсификации притока* газа.

С сер. 1980-х гг. в нефтегазовой пром-сти стали использоваться новые скважинные технологии, основанные на вскрытии продуктивного пласта наклонно-направленными и горизонтальными стволами. Это позволило значительно (на порядок) увеличить *продуктивность* скважин и принципиально изменить характер и качество *дренирования* продуктивной толщи. За рубежом эти Г. получили назв. «горизонтальных технологий». След. этапом развития горизонтальных Г. стало создание в продуктивном пласте техногенных (искусственных) дренажных систем с помощью многозабойных скважин, в к-рых отд. наклонно-направленные забои соединяются между собой искусств. каналами.

Разработку и реализацию новых Г. в нефтегазодобыче многие специалисты оценивают как научно-технич. революцию, к-рая коренным образом повысила эффективность разработки нефтегазовых м-ний. Особенно это относится к сложностроенным м-ниям с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Благодаря новым Г. эти запасы были переведены

из категорий забалансовых и малорентабельных в рентабельные категории.

Спец. комплекс Г. разработан для добычи углеводородов из *нетрадиционных источников*: метан – из угольных пластов и *газогидратных залежей*; растворенный в *пластовых водах* газ; углеводороды – из битумов и плотных горн. пород и др.

При разработке уникальных сеноманских газовых залежей в Зап. Сибири (*Медвежье месторождение, Уренгойское месторождение, Ямбургское месторождение* и др.) в новой постановке сформировалась технико-экономич. проблема утилизации громадных (5–7 трлн. м³) объемов остаточных запасов газа с низким пластовым давлением. Поставки этого газа в *газотранспортную систему* из районов Зап. Сибири с помощью *дожимных компрессорных станций* нерентабельны. Крупные пром. потребители газа в местах добычи отсутствуют. В связи с этим проводятся поисковые и прикладные исследования по созданию рентабельных Г. извлечения и утилизации низкопарного газа.

Совр. развитие инструментальных средств геофизич. изучения м-ний, технич. средств для активного воздействия на природные системы, компьютерных средств для *моделирования геотехнологических процессов* и прогнозирования является основой для широкого использования при разработке м-ний природного газа передовых наукоемких Г.

Лит.: Гриценко А. И., Зотов Г. А., Горные науки и рациональное недропользование при освоении газовых месторождений. «Газовая промышленность», 2000, № 7.

Г. А. Зотов.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН (ГИС), промышленная геофизика, – составная часть *разведочной геофизики*.

Основаны на измерениях в скважине параметров различных по природе физич. полей (естественных или искусственно вызванных) с целью: изучения геологич. разреза, строения и свойств горн. пород; выявления и оценки содержащихся в породах флюидов; контроля за разработкой м-ний углеводородов и эксплуатацией *подземных хранилищ газа* (ГИС-контроль); оценки технич. состояния скважины; изучения продуктивных пластов; *гидродинамических исследований* и опробования пластов; отбора образцов пород и пластовых флюидов; проведения разл. операций с применением взрывчатых веществ (*прострелочно-взрывные работы*); интенсификации притоков флюидов из продуктивных пластов; геолого-технологич. исследований в процессе бурения.

Изучение строения и свойств вскрытых скважиной горн. пород, выявление и оценка содержащихся в породах флюидов – наиболее важное направление ГИС. Используются электрич., магнитные, радиоактивные, термич., акустич., механич., геохимич. и др. методы каротажа. Применение их основано на изучении физич. естественных и искусств. полей разл. природы. Интенсивность того

или иного физич. поля определяют такие свойства горн. пород, как плотность, электрич. сопротивление, диэлектрич. и магнитная проницаемость, электрохимич. активность и радиоактивность, теплоемкость, скорость пробега воли по стенкам скважины и др. Наиболее распространены следующие методы каротажа – потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротажа сопротивления (КС), бокового каротажного зондирования (БКЗ), микрокаротажа (МК), бокового каротажа (БК), бокового микрокаротажа (БМК), вызванной поляризации (ВП) и др.; электромагнитные методы каротажа – индукционный каротаж (ИК), диэлектрический каротаж (ДК), высокое частотное индукционное каротажное изометрич. зондирование (ВИКИЗ), ядерномагнитный каротаж (ЯМК), каротаж магнитной восприимчивости (КМВ) и др.; радиоактивные методы каротажа – гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), гамма-гамма каротаж (ГГК), импульсно-нейтронный каротаж (ИНК), углеродно-кислородный (С/О) каротаж (ИНК-С/О) и др.; термокаротаж (высокочастотный, дифференциальный); акустический каротаж; наклонометрия (электрическая, индукционная, акустическая).

При ГИС регистрируются диаграммы или производятся точечные измерения физич. и технологич. параметров: кажущегося электрич. сопротивления, потенциалов естеств. поляризации пород, интенсивности гамма-излучения, плотности тепловых и надтепловых нейтронов, темп-ры, скорости и времени распространения упругих колебаний, продолжительности бурения и др. параметров.

Характер изменения параметров по стволу скважины зависит от физич. свойств пород, к-рые находятся в тесной связи с литолого-петрографич., коллекторской, продуктивной и др. характеристиками пластов, слагающих разрез скважины.

Изучение геологич. разрезов скважины путем интерпретации комплекса данных геологич. и геофизич. информации позволяет решать след. задачи: расчленение разрезов и выявление геофизич. реперов; определение литологии пород, слагающих разрезы скважин; выявление *коллекторов* и изучение их *пористости, проницаемости, газонасыщенности, нефтенасыщенности, водонасыщенности* и др. свойств; выявление и определение положения в разрезе разл. полезных ископаемых (нефти, газа, каменного угля, каменной соли, руды, термальных, минеральных и пресных вод и т. п.) и подсчет их запасов.

Данные ГИС позволяют определять геологич. строение м-ний и *продуктивных горизонтов* в локальном и региональном масштабах. ГИС – важнейшее и неотъемлемое звено всех работ, проводимых при поисках, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых, угольных и рудных м-ний, при гидрогеологич. и инженерно-геологич. изысканиях.

ГИС в нефтяных и газовых скважинах выполняются измерительно-вычислительными комплексами, в состав которых входит каротажная станция, подъемник и скважинные геофизич. приборы и оборудование. В России (в т. ч. в организациях ОАО «Газпром») широкое распространение в практике ГИС получили транспортируемые измерительно-вычислительные комплексы КАРАТ-П. Семейство этих комплексов предназначено для реализации компьютеризиров. технологии ГИС в газовых и нефтяных скважинах, начиная с проведения метрологич. работ и кончая обработкой получаемых данных с выдачей оперативных заключений по отд. скважине. Регистраторы КАРАТ-П выпускаются на основе компьютеров IBM PC/AT типа Pentium 133–166.

Измерения в скважинах осуществляют комбиниров. приборы: электрического каротажа (ЭК-П) – уд. электрич. сопротивление, потенциалы самопроизвольной поляризации пород и изменение диаметра скважин; индукционного каротажа (ИКЗ) – уд. электрич. проводимость горн. пород 4 разноглубинными зондами индукционного каротажа; микрокаротажа (МК-П), работающего в режимах собственно микрокаротажа (МК), бокового микрокаротажа (БМК) и своеобразной квернометрии; радиоактивного каротажа (СРК) – интегральный гаммакаротаж (ГК) и компенсированный нейтронный каротаж (ННК); литолого-плотностного гамма-гамма каротажа (СПЛ) – объемная плотность горн. пород (с компенсацией влияния скважины и глинистой корки) и индекс фотоэлектрич. поглощения; компенсированного акустического каротажа – волновые картины, интервальные времена, амплитуды и затухания продольной, поперечной и др. типов волн; а также др. геофизич. приборы для исследования открытого ствола скважин.

Применяемая технология представляет собой совокупность методов измерения, регистрации и обработки, компьютеризированных технич. и методич. средств, обеспечивающая получение результатов полных комплексов исследований и оптимально настроенная на высокую производительность работ и качество получаемых результатов в конкретных геолого-технич. условиях.

Обработка получаемых данных проводится с помощью программного комплекса LOGTOOLS. Известны и др. аналогичные отечеств. и заруб. программные комплексы.

Информация, получаемая при ГИС, является основой для определения расчетных параметров и подсчета запасов углеводородов по м-нию в целом.

Полная комплексная интерпретация ГИС осуществляется с помощью компьютеризиров. программных систем «АРМ-ГИС Подсчет», «АРМГ-Газ», «Geo Office Solver 99» и др.

В. Г. Фоменко.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВÉДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ углеводородов, см. *Разведочная геофизика*.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ в скважинах – технологич. операции по обеспечению *строительства скважин* и их ремонта, выполняемые геофизич. предприятиями.

В отличие от *геофизических исследований скважин*, при Г. р. физич. поля геологич. объектов не изучаются. Г. р. выполняются с использованием стандартного геофизич. оборудования (кабеля, подъемника, станции). Г. р. включают: *прострелочно-взрывные работы* по вторичному вскрытию, *интенсификации притоков* и ликвидации аварий; испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле; *опробование пластов приборами на кабеле*; вызов притока свабированием и импульсными депрессионными воздействиями; акустич., тепловые, электрич. и импульсные воздействия на *призабойную зону* пластов; очистку забоев скважин, устранение гидратных и парафиновых пробок в стволах скважин; установку разделительных мостов, *пакеров* и ремонтных пластырей; установку забойных клапанов и штуцеров; и др. подобные операции.

Лит.: Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, М., 1999.

В. Г. Фоменко.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ разработки месторождений и эксплуатации ПХГ, ГИС-контроль, – получение геолого-геофизич. информации для эффективного упр-ния процессами *разработки месторождений углеводородов*, создания и эксплуатации *подземных хранилищ газа* (ПХГ), своевременной корректировки технологич. и проектных решений. Является организационно-нормативной и методологич. основой для формирования долговрем. программ и текущего планирования промыслово-геофизич. исследований при эксплуатации скважин на объектах добычи углеводородов и подземного хранения газа. Промыслово-геофизич. исследования – осн. виды контроля за разработкой залежи углеводородов.

По комплексам ГИС-контроля устанавливают осн. принципы проектирования, перспективного и текущего планирования, а также практич. осуществления работ по ГИС-контролю на объектах добычи углеводородов и ПХГ. Условия проведения скважинных измерений при контроле разработки м-ний и эксплуатации ПХГ могут в ряде случаев определяться «Техническими требованиями на подготовку и оборудование скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений».

В общей системе контроля разработки газовых и нефтяных м-ний и эксплуатации ПХГ, осуществляемого по разл. направлениям исследований, контроль с применением промыслово-геофизич. методов занимает одно из ведущих мест. Осн. цель ГИС-контроля – изучение процессов, протекающих в скважинах, залежах, *эксплуатационных объектах*, сопровождающих или осложняющих их эксплуатацию и разработку; изучение масштабов,

причин и параметров этих процессов и их динамики в отд. временные периоды. На основании полученной информации принимаются и реализуются решения по оперативной оптимизации процесса разработки залежи и эксплуатации скважин, а также при охране недр.

ГИС-контроль скважин м-ний углеводородов – самостоятельное направление исследований, требующих в зависимости от решаемых задач и скважинных условий использования комплекса методов, технич. средств и технологий, применяемых для газовых и нефтяных скважин и объектов, их сочетания в необходимых соотношениях, а иногда и выработки специфич. подходов и приемов.

Информационной основой для постановки исследований по контролю разработки и эксплуатации м-ний углеводородов и ПХГ являются результаты интерпретации материалов *геофизических исследований скважин*, полученных в процессе бурения, с определением всех необходимых параметров (эффективных толщин, *пористости, проницаемости, начальной газонасыщенности, положения контактов, глинистости* и т. п.). Объектами исследования при ГИС-контроле являются скважины разл. геолого-промыслового назначения. Кроме того, объектом исследований могут быть отд. пласты, продуктивные толщи, определенная часть разреза. Решение большинства геологич. задач достаточно эффективно при одноколонной конструкции скважины. При наличии двух и более *обсадных колонн* решение задач затруднено и нередко вообще невозможно.

Задачи, решаемые комплексами ГИС-контроля, можно разбить на 3 группы: геолого-промысловые (ГИС-геолконтроль), технологические (ГИС-техноконтроль) и технические (ГИС-техконтроль).

При ГИС-геолконтроле уточняются и определяются: геометрич. характеристики залежи, размеры газоносного резервуара, изменение обшей и эффективной толщины пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, положение газожидкостных контактов и их изменение в процессе разработки; коллекторские и фильтрационные свойства пласта (*пористость, проницаемость, газонасыщенность*), *пластовые давления, забойные давления* и *устьевые давления* и темп-ры и их изменения по площади и разрезу; интервалы дренирования и профиля притока флюида (приемистости – в случае ПХГ), дифференциальные дебиты; межпластовые и внутрипластовые перетоки флюидов; интервалы обводнения продуктивной части разреза, источники обводнения; вторичные скопления углеводородов в разрезе.

К задачам ГИС-техноконтроля относятся: выбор оптимального технологич. режима работы скважинного оборудования; определение термодинамич. параметров в стволе скважины; изучение фазового состояния флюида в скважине; определение статич. и динамич. уровней жидкости, *газоводяного контакта* раздела, жидкостных пробок и интервалов

соле- и гидратообразования в стволе скважин; оценка параметров, связанных с повышением *газоотдачи* и интенсификацией добычи газа.

ГИС-техконтроль изучает и уточняет: технич. состояние колонн и заколонного пространства скважин; скважинного забойного оборудования; *конструкцию скважины*; герметичность *обсадных колонн* и *насосно-компрессорных труб*; качество изоляции пластов и интервалы затрубной циркуляции флюидов; состояние гравийного фильтра (для скважин искр-рых ПХГ).

К объектам геофизич. исследований при контроле за разработкой относятся скважины различного геолого-промыслового назначения: эксплуатационные, наблюдательные и специальные.

Среди эксплуатационных скважин исследуются действующие, бездействующие (заполненные газом или жидкостью), находящиеся в капитальном ремонте; среди наблюдательных скважин – контрольные за давлением в газовой залежи, контрольные на вышележащие горизонты; пьезометрические скважины (в продуктивном поле и за его пределами), геофизические «глухие» (неперфорированные) скважины; среди скважин спец. назначения – разгрузочные, нагнетательные и др.

Осн. объем работ по ГИС-контролю осуществляется в скважинах, оснащенных соответствующим подземным оборудованием (насосно-компрессорные трубы, пакеры, клапаны-отсекатели и др.), имеющим ограниченное сечение и требующим использования только спец. малогабаритной скважинной аппаратуры. В скважинах, не оснащенных подземным оборудованием (пьезометрич. и наблюдательные, геофизич.), исследования проводятся с применением скважинной аппаратуры обычных габаритов, используемой при бурении.

С большими технологич. трудностями связано проведение ГИС-контроля в скважинах в агрессивной среде. Используемый в этих случаях пакерный способ эксплуатации скважин предполагает наличие в затрубном пространстве ингибирующей жидкости, постоянно или периодически поступающей в поток газа. Это во многом ограничивает разрешающие способности методов, предназначенных для ГИС-контроля. Существующие конструкции сальниковых уплотнений на используемых *лубликаторах* не обеспечивают надежной герметизации устья и процесс исследований аппаратурой на каротажном кабеле. В таких условиях применяются автономные скважинные приборы на проволоке с местной регистрацией с ограниченным набором методов и невысокой разрешающей способностью.

Геофизич. исследования ГИС-геолконтроля выполняются во всех эксплуатационных, действующих, простаивающих, находящихся в капитальном ремонте, наблюдательных и контрольных скважинах. ГИС-техконтроль проводится в действующем фонде эксплуатационных скважин, а ГИС-техконтроль – во всем фонде

скважин. Исследования проводятся в статическом и (или) динамич. режимах.

Методы ГИС контроля при изучении процессов, протекающих при добыче газа, используются с целью изучения: пласта и насыщающего его флюида; прискважинной области (колонна, цементное кольцо); флюида в колонне.

Пласты и насыщающий их флюид изучаются геофизич. методами, если на их показания влияние колонны, цементного кольца и вообще ближней зоны скважины незначительно или его можно легко учесть. В осн. это методы радиоактивного каротажа и термометрии.

Потоки флюидов изучаются разл. газогидродинамич. методами, чувствительными к изменению скорости движения: термометрия, механ. и термокондуктивная расходомерия, влагометрия и измерение давления вдоль ствола скважины, барометрия.

По данным объемной скорости подъема флюида по стволу скважины, измеренной методами расходомерии, устанавливается число работающих пропластков, их мощность и доля дебита каждого из них в суммарной производительности скважины, выясняется наличие перетоков между пластами, выявляется влияние изменения режима работы на производительность отд. пропластков.

Данные о распределении темп-ры по стволу работающей и остановленной скважины позволяют выделить газоотдающие интервалы, оценить дебиты отд. пропластков, определить условия выпадения тяжелых компонентов углеводородов, установить места возможной утечки газа при наличии дефекта в колонне, выяснить наличие перетоков на разл. режимах работы скважины. Термометрия – единств. метод, позволяющий получить надежные результаты по изучению работающих интервалов, перекрытых фонтанными трубами. Движение газа в стволе скважины и разл. заколонные его проявления оцениваются по данным шумометрии. Влажность и плотность среды в скважине определяются по данным влагометрии и плотнометрии.

По данным барометрии производятся снятие коэф. восстановления давления после остановки скважины, снятие *кривых восстановления давления* и дебита при пуске скважины в работу на определенном режиме и снятие *индикаторной кривой*, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на разл. режимах. В длительно простаивающей скважине определяется пластовое давление, значение к-рого используется при обработке результатов исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Спец. геофизич. исследования проводятся для определения параметров, обусловленных специфич. условиями рассматриваемого м-ния: контроль за положением газовой зоны контакта, изучение степени *коррозии* скважинного оборудования при разл. режимах работы, определение степени истощения отд. пластов

в процессе разработки и возможный переток газа из одного пласта в другой при их совместном вскрытии, изучение влияния влаги и разрушения призабойной зоны на производительность скважины, проведение работ по *интенсификации притоков* газа путем дополнительной перфорации, соляно-кислотной обработки, укрепления призабойной зоны, установки цементных мостов и т. п.

Для выполнения работ по ГИС-контролю применяются след. геофизич. аппаратура и оборудование: компьютеризированный технологич. комплекс с аппаратурой, опускаемой в скважину на каротажном кабеле, компьютеризиров. станция, скважинная малогабаритная аппаратура газодинамич. каротажа для одноврем. регистрации темп-ры, давления и влажности, газового каротажа, данных механ. и термокондуктивного расходомеров, локаторов муфт и шумомера, предназначенного для индикации перетоков, и др. параметров; компьютеризированный технологич. комплекс для исследования скважин малогабаритной аппаратурой, опускаемой в скважину на скребковой проволоке; комплекс наземного оборудования для проведения работ в скважинах с избыточным давлением на устье; вспомогательные устройства и приспособления для спускоподъемных операций.

В основе интерпретации результатов лежит сравнительный анализ временных исследований, в связи с чем важное значение приобретает получение достоверных фоновых характеристик изучаемого объекта: естеств. и вторичной гамма-активности, естеств. температурного поля, первоначального состояния скважины и т. д.

Интерпретация результатов ГИС-контроля основывается на науч. разработках, описанных в методич. пособиях, руководящих документах и инструктивных материалах по обработке отд. видов каротажа, используемых при контроле за эксплуатацией газовых объектов.

Для автоматизиров. обработки и интерпретации результатов стандартного комплекса геофизич. и газодинамич. исследований *газовых скважин* (расходо-, термо-, баро-, влаго-, радиометрии и др.) на персональных компьютерах применяются системы «Геккон» и «Камертон».

Наилучшие результаты комплекса ГИС-контроля при разработке месторождений и эксплуатации ПХГ достигаются путем комплексирования его с др. устьевыми и глубинными видами и методами исследований (газодинамич., гидродинамич., промысловыми).

Перспективно использование полевых геофизич. наблюдений в сочетании с методами геофизич. исследований скважин за формированием или динамикой *искусств. газовой залежи*, продвижением *пластовых вод* в залежь.

Лит.: Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, М., 1999.

В. Г. Фоменко.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ технического состояния скважин и технологического оборудования – проводится геофизич. методами, позво-

ляющими определять: *искривление скважин*, фактич. диаметр скважины, профиль сечения скважины и *обсадных колонн*, высоту подъема, характер распределения и степень сцепления цемента в затрубном пространстве, выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважине, водопоглощающие горизонты, уровни жидкости, местонахождение башмаков обсадных колонн и металлич. предметов, оставленных в скважине при авариях, глубину расположения забоев скважин; осуществлять контроль *гидроразрыва пласта* и решение мн. других нефтепромысловых задач.

Искривление скважины (определение отклонения скважины в процессе бурения от заданного направления) проводится по результатам инклинометрических исследований на основании измерения зенитного угла и азимута скважины как функции ее глубины. Эти исследования проводят при подъеме скважинного прибора в вертикальных (глубиной св. 300 м) и наклонных (св. 100 м) скважинах для контроля заданного направления оси ее ствола в пространстве в процессе бурения; для выделения участков перегибов оси ствола скважины, к-рые могут вызывать осложнения при бурении; для получения исходных данных для геологич. построений, в т. ч. определения истинных глубин залегания продуктивных пластов, для интерпретации данных магнитного каротажа и пластовой инклинометрии.

Исследования выполняют точечными магнитными, непрерывными и гироскопич. инклинометрами в необсаженных и обсаженных скважинах.

Измерения точечными магнитными инклинометрами проводят в открытом стволе или в легкосплавных бурильных трубах при подъеме скважинного прибора. Как исключение измерения зенитных углов выполняют в стальных бурильных трубах или в обсадной колонне. Измерения проводят в точках через 10 с после полной остановки прибора.

Измерения непрерывными инклинометрами (типа ИЦН-60-100/180) выполняются при плавном подъеме скважинного прибора на скорости до 5000 м/ч.

Проведение скважинных измерений гироскопич. инклинометрами выполняется поточечно при спуске прибора. Измерения в точке выполняются после 30-секундного нахождения прибора в неподвижном состоянии.

Обработка и оформление результатов измерений различны для разных инклинометров, алгоритмы обработки определяются программным обеспечением. Исходными документами являются: сводная табл. результатов инклинометрич. измерений (значения зенитных и азимутальных углов) с заданным шагом по глубине (для точек с многократными измерениями принимают ср. значения из результатов всех измерений); координаты X, Y и Z точек оси ствола скважины в системе координат с началом в центре ротора и осями, параллельными осям геодезич. сети; план и профиль ствола

скважины. Положительные направления координатных осей принимают следующими: ось X – северное; ось Y – восточное; ось Z – вниз. Вычисления координат выполняют для зенитных углов св. 2°, в противном случае вычисляют только координату Z.

Координаты точек вычисляют по дирекционным углам, для чего в измеренные магнитные азимуты вводят поправки на магнитное склонение и сближение меридианов. При вычислении координат используют формулы:

$$X_n = \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \cos \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2};$$

$$Y_n = \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \cos \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2};$$

$$Z_n = \sum_{i=1}^n l_i \cos \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2},$$

где X_n, Y_n, Z_n – координаты определяемой точки n ; l_i – шаг измерения между точками $i=1$; $\theta_{i-1} + \theta_i$ – зенитные углы в точках $i-1$ и i ; $\alpha_{i-1} + \alpha_i$ – дирекционные углы точек $i-1$ и i .

Выходными документами являются сводная табл. результатов инклинометрич. измерения, а для наклонно-направленных скважин дополнительно план и профиль ствола.

На плане скважины показываются направление координатных осей, масштаб, положение устья, проектное и фактич. положение забоя, смещение забоя, дирекционный угол или азимут направления «устье – забой», расстояние в плане между фактич. положением забоя и проектным. На профиле скважины показывают направление координатной оси Z, масштаб, дирекционный угол или азимут вертикальной плоскости, на к-рую проецируется ось скважины.

Геометрия ствола скважины. Изучение проводится по результатам измерения нескольких диаметров (не менее 2) во взаимно перпендикулярных плоскостях (профилеметрия ствола) и ср. диаметра скважины (кавернометрия).

Различают профилеметрию: вертикальную – регистрацию изменения формы и размера поперечного сечения скважины проводят по ее стволу; горизонтальную (профилеграфию) – фиксируют данные о форме и размерах одного поперечного сечения скважины.

Данные о фактич. диаметре скважины необходимы для: оценки прихватоопасности желобов, сальников, глинистых и шламовых корок, интервалов крошения и вывала пород; учета геометрии ствола при аварийных работах, связанных с извлечением из открытого ствола посторонних предметов; выбора интервалов установки пакеров испытателя пластов и сверлящего керноотборника на кабеле; выбора интервалов для установки башмака, центраторов и турбулизаторов обсадной колонны; определения объема затрубного пространства для расчета кол-ва тампонирующей смеси; уточнения

геологич. разреза, в т. ч. выделения *коллекторов* по появлению глинистых корок; учета диаметра ствола при интерпретации данных бокового каротажного зондирования, бокового, индукционного и нейтронного каротажей и др. методов.

Кавернометрия и профилеметрия выполняются в обязательном порядке во всех скважинах без исключения. Результаты измерений интерпретируются в виде кавернограмм и профилеграмм. По результатам горизонтальной профилеметрии выполняется построение поперечных сечений скважины.

Технологическое состояние оборудования (бурильных труб, обсадных колонн и цементного кольца). При геофизич. исследованиях выполняются: электромагнитная локация муфт (ЛМ), механич. профилеметрия; электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия; гамма-гамма-толщинометрия колонн; гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия; акустич. цементометрия; акустич. дефектоскопия колонн и цементного камня; термометрия искусств. тепловых полей.

Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и *насосно-компрессорных труб* вследствие нарушения их сплошности.

Применяется для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб, муфтовых соединений обсадной колонны, точной привязки показаний др. приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях – определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Датчик ЛМ – дифференциальная магнитная система, состоящая из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке электродвижущей силы.

Активный локатор муфт содержит две катушки, каждая из к-рых имеет возбуждающую и приемную обмотки. Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приемных обмотках возникает переменное напряжение, к-рое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром служит разность напряжений на приемных обмотках, к-рая зависит от сплошности среды.

Механическая (трубная) профилеметрия основана на непрерывной одноврем. регистрации нескольких (не менее 8) внутр. диаметров обсадных колонн. Применяется для определения внутр. диаметра, овальности и смятий, обрывов и рассоединения по муфтам обсадных труб.

Результаты исследований представляются в виде кривых профилей трубы по данным измерения радиусов с выделенными участками дефектов. Дополнительно могут представляться формы сечения трубы (площадь, эксцентриситет и др.), а также отклонение прибора от оси колонны в процессе измерений.

При электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии изучают характеристики вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого генераторной катушкой прибора в обсадной колонне. Применяется для выявления местоположения баншака и муфт обсадной колонны (кондуктора, технической), в к-рой ведут исследования, определения толщины стенок, продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отд. труб, положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

Результатом исследований являются кривые с выделенными участками дефектов.

Метод гамма-гамма толщинометрии базируется на регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью центрированного в колонне зонда малой длины, содержащего стационарный источник среднеэнергетич. гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-гамма-излучения, неколлимированные по радиальному углу и строго коллимированные по вертикальному углу в пределах $40-50^\circ$ относительно оси зонда. При длине зонда 9–12 см практически исключается влияние на результаты измерения плотности среды за обсадной колонной и обеспечивается высокая чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны.

Применяется для определения ср. толщины стенки обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров, выделения интервалов с механ. и коррозионным износом труб, изучения влияния перфорации на обсадную колонну. Результатом исследования является кривая толщинометрии с выделенными участками установленных дефектов колонны.

Метод гамма-гамма цементометрии обсаженных скважин основан на измерении плотности среды в затрубном пространстве непрерывно по периметру колонны либо по его образующим через $60, 90$ или 120° .

Метод применяется для: установления высоты подъема цемента за колонной; определения границ сплошного цементного камня; зоны смешивания цемента и промывочной жидкости и чистой промывочной жидкости; выделения в цементном кольце каналов и каверн, к-рые захватывают не менее 10% от площади сечения затрубного пространства при различии плотности промывочной жидкости и цементного камня более $0,5-0,7 \text{ г/см}^3$ и разнице диаметров скважин и колонн не менее 50 мм; оценки эксцентриситета обсадной колонны относительно оси скважины.

Простейший измерительный зонд гамма-гамма цементометрии содержит источник среднеэнергетич. гамма-излучения и

детектор рассеянного гамма-гамма-излучения, разнесенные на расстояние нескольких десятков см. В скважинных приборах гамма-гамма цементометрии и дефектоскопии применяют более сложные измерительные зонды: многоканальные центрированные с несколькими (не менее 3) детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными; одноканальные центрированные с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном, обеспечивающим коллимиацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах $30-50^\circ$.

В результате исследований определяют плотность цементного камня и степень заполнения цементом затрубного пространства, выделяют в цементном камне дефекты с угловым раскрытием более 30° , оценивают эксцентричное положение обсадной колонны, определяют места установки центраторов колонны, турбулизаторов, пакеров.

При использовании акустической цементометрии измеряют характеристики волновых пакетов, создаваемых источником с невысокой (20–30 кГц) частотой излучения, распространяющихся в колонне и цементном камне. В качестве информативных характеристик используются амплитуды A_k или эффективные затухания α_k волны по колонне, интервальное время Δt_{11} и амплитуды A_{11} или затухания α_{11} первых вступлений волн, распространяющихся в горн. породах, фазокорреляционные диаграммы.

Метод применяется для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количеств. оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качеств. оценки его сцепления с горн. породами.

Методич. ограничения применения: высокоскоростные разрезы (скорость св. 5300 м/с), в к-рых первые вступления при хорошем и удовлетворительном цементировании относятся к волне, распространяющейся в породе; скользящий контакт цементного камня с колонной, когда волна распространяется преим. по колонне; низкая чувствительность к отд. дефектам цементного кольца. Минимально разл. дефектами цементного кольца являются вертикальные каналы с раскрытостью ок. 90° и кольцевые зазоры толщиной св. 100 мкм.

В приборах акустич. цементометрии используются короткие 3-элементные измерительные зонды с расстоянием между ближайшими излучателем и приемником от 0,7 до 1,2 м и базой зондов (расстояние между приемниками) от 0,3 до 0,6 м.

На практике широко используются скважинная аппаратура волнового акустич. каротажа ЗАС-36, комплексная термотуманоакустич. аппаратура ЗАС-ТШ-36, малогабаритная комплексная аппаратура акустич. контроля качества цементирования обсаженных скважин АКЦ-36, аппаратно-программный комплекс для акустич. контроля цементирования обсаженных скважин с 2-колонной конструкцией «Волна-3» и др.

Модуль цементометрии комплексируют с модулями газового каротажа, ЛМ,

термометрии, компенсированного нейтронного каротажа и гамма-гамма цементометрии и толщинометрии.

Акустическая цементометрия на отраженных волнах предназначена для сканирования и растрового отображения стенки обсадной колонны и ее дефектов и цементного камня по интенсивности волн, отраженных от внутр. стенки колонны, стенки скважины и дефектов колонны и камня.

Применяется для определения внутр. диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и дефектов, нарушающих целостность колонны и герметичность затрубного пространства (порывов, трещин, смятий), коррозии обсадных труб, вертикальных каналов в цементном камне. Исследования выполняют в скважинах, заполненных любой негазирующей жидкостью.

Измерительный преобразователь сканера акустич. цементометрии – совмещенный излучатель-приемник упругих колебаний. Конструкция прибора может содержать один (вращающийся вокруг оси прибора) или неск. (обычно 8) преобразователей, установленных в корпусе прибора по винтовой линии через равные углы в проекции на азимутальную плоскость. Сканеры оснащают дополнительным преобразователем «излучатель – приемник» для определения скорости упругой волны в жидкости, заполняющей скважину.

Термометрия искусственных полей проводится для: определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб. Измерения темп-ры для оценки технич. состояния обсаженных скважин выполняют при спуске скважинного прибора, повторное измерение – при его подъеме.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже, чем через 2 сут после цементирования колонны для нормально схватывающихся цементов и через 15–30 ч после окончания заливки. Эффективность определения высоты подъема цемента по температурной аномалии снижается в высокотемпературных скважинах, при использовании низкосортных цементов (глино- и гелцементы), в случае загрязнения цементного раствора или односторонней заливки.

При определении мест негерметичности обсадных колонн и лифтовых труб термометрию комплексируют с методами комплекса «приток – состав». В режиме притока регистрируют неск. термограмм (не менее 3): первую – непосредственно после вызова притока, вторую – через 1,5 ч после первой, затем через 2–3 ч проводят след. замеры. Общее время наблюдений за формированием аномалии дроссельного эффекта зависит от дебита скважины и должно быть не менее 10 ч при дебите св. $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ и не менее 20 ч при меньших дебитах. В. И. Фоменко.

ГЕОФЛЮИД (от греч. *ge* – Земля и от лат. *fluidus* – текучий) – жидкое и газообразное подвижное вещество, насыщающее естественную пористость и трещиноватость горн. пород. Ниже зеркала грунтовых вод все пустотное пространство горн. пород заполнено Г. в жидком (пластовые воды, нефть) и газообразном (пузырьки и скопления газа) состоянии. Поведение Г. при деформации горн. пород подчиняется законам механики жидкостей и газов.

ГЕОХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД, см. *Гидрогеохимия*.

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ШКАЛА (табл.) – последовательный ряд геохронологич. эквивалентов общих стратиграфич. подразделений и их таксономич. подчиненности. Г. ш. выражается в единицах времени (обычно в млн. лет).

Основой Г. ш. послужила *стратиграфическая шкала*, выработанная многолетней практикой гл. обр. европейских геологов в 19 в. и уточняемая поныне.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА – исследование и оценка специалистом или группой специалистов (экспертов) возможных экологич. последствий стр-ва или функционирования к.л. предприятия, сооружения и т. п. Выполняется на основе сопоставления прогнозируемого воздействия со стороны предприятия на людей, окружающую среду, другие предприятия (через окружающую среду) с допустимым. Г. э. обычно включает: оценку природных условий; анализ воздействия предприятия на условия жизни людей, природные ресурсы и др. предприятия; определение экономич., экологич. и соц. эффективности стр-ва и эксплуатации предприятия по сравнению с имеющейся нормативной базой, анализ разл. вариантов стр-ва. Г. э. бывает государственной, ведомственной и общественной. *Л. В. Шарихина.*

ГЕОЭКОЛОГИЯ (от греч. *ge* – Земля, *oikos* – дом, жилище и *logos* – слово, учение) – наука, включающая осн. законы общей экологии и изучающая взаимосвязи жизнеобуславливающих факторов геосфер и биогенного вещества.

В качестве самостоятельной науч. дисциплины Г. впервые выделена в 1990 на IX съезде Всес. географич. общества в г. Казань. Г. призвана изучать наиболее общие закономерности взаимосвязи геосферных жизнеобуславливающих факторов и биогенного вещества в разл. геологич. и физико-географич., общественных, социальных и др. условиях с целью создания теоретич. основ устойчивого развития совр. мира в целом и его разл. регионов.

Нем. ученый К. Тролль в 1939 обосновал целесообразность выделения «ландшафтной экологии» (предтечи Г.) в качестве самостоятельного науч. направления, изучающего фундаментальные закономерности взаимосвязи живых сообществ и среды их обитания.

Сов. эколог Н. Ф. Реймерс рассматривал Г. в качестве раздела экологии, посвященного исследованию экосистем высших иерархич. уровней.

Проблемы ухудшения состояния окружающей среды привели к необходимости спец. науч. рассмотрения взаимоотношения природы, человека и общества. Произонла экологизация совр. наук и практики, подтверждающая необходимость знания и учета возможных экологич. последствий любой деятельности человека на состояние окружающей среды.

Осн. задачи исследований, выполняемых в рамках Г., – выявление скрытых причинно-следственных связей и прямых механизмов воздействия на окружающую среду природных и антропогенных факторов, учитывающих их негативные по-

следствия на среду обитания живых организмов и человека.

Важнейшей и во многом определяющей средой обитания человека и др. видов органич. мира являются литосфера и гидросфера, составляющие минерально-сырьевую и в значительной мере энергетич. основу их жизнедеятельности. На верх. часть литосферы (геологич. среду) осуществляется прямое и косвенное воздействие человека. Именно она используется и в той или иной мере преобразуется и изменяется им.

Вместе с тем, очевидное значение имеют и глубинные слои литосферы и верх. мантии, с к рыми связаны крупномасштабные деформации земной коры, приводящие к достаточно ощутимым экологич. последствиям (напр., осушению, подтоплению или затоплению более или менее обширных территорий, землетрясениям, образованию разломных зон и т. д.). Также важны распределение теплового потока из недр Земли, вулканизм, потоки флюидов и газов, имеющие большое значение в формировании природно-климатич. условий и состава атмосферы.

Рассматривая литосферу Земли как важнейший экологич. фактор, Г. изучает структуру (т. е. пространств. распределение исторически и генетически разнородных вещественно-геохимич. комплексов и соответствующих им геофизич. полей) и процессы, приведшие к созданию этой структуры и происходящие в ней, поддерживая эту структуру или изменяя ее. В расчет принимаются природные системы и процессы, созданные и существующие вне зависимости от человека, и природно-техногенные (антропогенные) системы и процессы, являющиеся результатом его деятельности.

Масштабы воздействия человека на литосферу иллюстрируются след. примерами. Ежегодно в мире в результате про-

Таблица. Геохронологическая шкала (1976)

Эоны (зонотемы)	Эры (эратемы)	Периоды (системы)	Начало, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет
Фанерозойский (продолжительность 570 млн. лет)	Кайнозойская (продолжительность 66 млн. лет)	Четвертичный (антропогенный)	0.7(1,8)*	
		Неогеновый	25 ± 2	25
		Палеогеновый	66 ± 3	41
	Мезозойская (продолжительность 169 млн. лет)	Меловой	132 ± 5	66
		Юрский	185 ± 5	53
		Триасовый	235 ± 10	50
	Палеозойская (продолжительность 340 млн. лет)	Пермский	280 ± 10	45
		Каменноугольный	345 ± 10	65
		Девонский	400 ± 10	55
		Силурийский	435 ± 10	30
Ордовикский		490 ± 15	65	
	Кембрийский	570 ± 20	80	
Криптозойская (продолжительность св. 3000 млн. лет)	Позднепротерозойская	Венд	650–680	80–110
		Рифей	1650	1100
	Раннепротерозойская	Не подразделяется	2600	950
	Архей (продолжительность св. 1000 млн. лет)	Не подразделяется	св. 3500	

* По разным данным от 600 тыс. до 3,5 млн. лет.

изводства, деятельности человека перемещается 10 тыс. км³ разл. веществ, добывается св. 4 млрд. т нефти и природного газа, св. 2 млрд. т угля, при добыче руды извлекаются ок. 20 млрд. т горн. пород. При этом открытые разработки образуют котлованы глуб. св. 400 м, подземные выработки проникают до глуб. 1000–4000 м, а скважины достигают глубин св. 12 км. Добыча жидких и твердых полезных ископаемых, захоронение радиоактивных и химич. отходов, сброс промстоков на многочисл. площадях, создание множества гидротехнических (включая водохранилища) и транспортных сооружений (в т. ч. газо- и нефтепроводов), а также интенсивная подземная урбанистика в городах и крупных пром. центрах – все это определяет высокую степень техногенной нагрузки на географич. среду обитания человека и на недра. Особую опасность при этом создает загрязнение природной среды (включая и *подземные воды*) твердыми, жидкими и газообразными отходами хозяйств. деятельности. Только города ежегодно выбрасывают в окружающую среду до 3 млрд. т твердых отходов, св. 500 км³ жидких стоков и ок. 1 млрд. т аэрозолей.

Предприятия нефтяной и газовой отраслей пром-сти следует рассматривать как источники комплексного и концентриров. воздействия на окружающую среду – прежде всего через гидросферу, литосферу и атмосферу. Последствия такого воздействия нередко проявляются на значительных расстояниях от источников. Обмениваясь с окружающей средой веществом, энергией, информацией, пром. предприятия формируют единую природно-технич. систему (т. н. технобиосферу). Взаимодействие осуществляется путем переноса, за счет гидравлич. связи, фильтрации, сорбции, хемосорбции, осаждения и испарения.

Воздействие объектов нефтегазового комплекса на окружающую среду обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им компонентов, разнообразием химич. веществ, используемых в технологич. процессах, а также спецификой добычи, подготовки, транспорта, хранения, переработки и разнообразного использования нефти и газа.

Развитие и функционирование топливно-энергетич. комплекса (ТЭК) сопровождается негативным экологич. воздействием на социально-экономич. условия жизни общества. Анализ экологич. состояния малых и средних городов свидетельствует о том, что именно топливно-энергетич. хоз-во вносит наибольший вклад в неблагоприятное состояние среды обитания. Объекты ТЭК являются одними из осн. источников загрязнения воздушного басс. *продуктами сгорания* топлива, загрязнения водных басс. и нарушений природных ландшафтов. На долю предприятий ТЭК приходится ок. 50% объема используемой в пром-сти свежей воды в целом по стране, ок. 48% выбросов вредных веществ в атмосферу, до 36% сточных вод, св. 30% твердых веществ. Ежегодно нарушается до 2 тыс. га плодородных земель.

По масштабу и характеру воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду выделяют 3 класса объектов: добычи; транспорта (трубопроводы); хранения и переработки.

Несмотря на то, что предприятия нефтегазовой отрасли по экологич. оценкам не превосходят другие отрасли ТЭК, урон, наносимый ими окружающей среде, неоправданно велик. Так, выбросы *загрязняющих веществ* в атмосферу по объектам нефтегазовой индустрии составляют 15,8% от суммарных их значений на предприятиях др. отраслей. Ежегодный сброс неочищенных сточных вод в России составляет треть от общего сброса.

В 1970-х гг. в быв. СССР с целью увеличения нефтегазоотдачи пластов в них взрывали ядерные заряды. Глубинное сейсмич. зондирование и создание подземных емкостей для хранения нефти, газа или пром. отходов осуществлялось также с помощью подземных взрывов, что привело к радиоактивному загрязнению недр и ландшафта.

Закачка в недра Земли неочищенных сточных вод, захоронение разл. токсичных отходов, обработка забоев скважин различными химич. реагентами, нагнетание пресных вод для поддержания *пластового давления* в нефтенасыщенных горизонтах, их термич. обработка и проведение *гидроразрыва пласта* – все это приводит к необратимым процессам в недрах и оказывает негативное воздействие на природную среду.

Добыча нефти и газа (как и разработка твердых полезных ископаемых) сопровождается деформационными процессами. Деформации (просадки) земной поверхности широко распространены при длительной разработке м-ний углеводородов. Для подавляющего большинства м-ний скорости просадок составляют 1–2 см/год, а накопленные величины просадок не превышают первых десятков см. Более крупные просадки (в деск. десятков м) редки, но они имеют опасные последствия: сильные деформации наземных сооружений, сломы *обсадных колонн*, разрывы трубопроводов, заболачивание или затопление опускающихся участков. Все эти последствия влияют на экосистемы (воздушную и водную среду), что может оказать влияние на экологич. и социально-экономич. условия жизни человека в реальном масштабе времени и в обозримом будущем.

Значительное негативное воздействие на окружающую среду оказало развитие базовой отрасли ТЭК – нефтегазового комплекса. Перемещение сырьевой базы в районы Зап. Сибири создало кризисную экологич. обстановку в этом регионе. В результате нерационального использования водных ресурсов, многочисл. аварий на нефтегазопроводах и промышленных сооружениях, сброса загрязненных вод нанесен значительный ущерб водным экосистемам (напр., на многих водных участках р. Обь и ее притоках содержание органич. загрязняющих веществ превышает *предельно допустимые концентрации* в десятки раз).

В Зап. Сибири вовлечено в стр-во св. 500 тыс. га лесных массивов, в результате чего потери древесины составили ок. 50 млн. м³. Нанесен существ. ущерб нар. хоз-ву в связи с ухудшением среды обитания промысловых видов диких животных. В сев. районах страны в процессе проведения геолого-разведочных работ, стр-ва промысловых и транспортных объектов изымались из обращения большие площади оленьих пастбищ. Только на н-ове Ямал было уничтожено св. 6 млн. га, что привело к резкому уменьшению поголовья оленей.

Одной из проблем является освоение м-ний углеводородов в районах с развитием *многолетнемерзлых пород*. Нарушение теплового баланса промерзших пород, толщина к-рых в районах нефтегазодобычи от 50 до 600 м, а их кровля залегает на глубинах св. 300 м, приводит к изменению среднегодовых темп-р воздуха, способности поверхности отражать солнечную энергию, состава и влажности отложений. Т. о., любые техногенные воздействия, изменяющие структуру ландшафта (перемещение грунта, снятие и нарушение растительного покрова, подтопление территории, загрязнение снежного покрова, образование углеводородных и др. пленок на поверхности воды и т. п.), приводят к растеплению грунта основания под конструкциями и сооружениями (скважины, технологич. комплексы, жилые здания и т. п.), к кригическим деформациям в строительных материалах и серьезным авариям. Изменение ландшафтных условий делает их непригодными для проживания биосферозов, в т. ч. человека. Наиболее актуальны данные проблемы для форсированного освоения м-ний н-ова Ямал, включая его шельфовые зоны, где геологич. последствия разработки м-ний могут достичь глобального уровня.

Для эффективного решения природоохранной проблемы необходимо, чтобы были увязаны в единый механизм упр-ния технич., организационные, экономич., социальные и правовые аспекты. Должна быть создана система упр-ния объектами (предприятиями, объединениями) в целом с выделением подсистемы охраны окружающей среды на основе экономико-математич. модели и системы критериев противозатратного механизма. При этом гл. показателями могут быть: использование, восстановление и воспроиз-во ресурсов; уровень воздействия технологич. процессов на окружающую среду; обеспеченность средствами охраны окружающей среды; соблюдение экономич. и гигиенич. свойств продукции.

Лит.: Вернадский В. И., Биосфера и ноосфера. М., 1989; Мазур И. И., Экология нефтегазового комплекса, 1993; Гриценко А. И., Аконова Г. С., Максимов В. М., Экология. Нефть и газ, М., 1997; Давиденко Н. М., Проблемы экологии нефтегазовых и горнодобывающих регионов севера России, Новосибирск, 1998; Кузьмин Ю. О., Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании, М., 1999.

В. И. Макаров, Н. М. Давиденко, А. И. Никонов.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, см. *Гидроразрыв пласта*.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ГАЗОПРОВОДА – совместное решение уравнений движения, неразрывности и состояния газа для определения пропускной способности *магистрального газопровода*.

Пропускной способностью магистрального газопровода (млн. м³/сут) наз. кол-во газа, к-рое может быть передано ежесуточно по газопроводу при стационарном режиме, максимально возможном использовании располагаемой мощности *газоперекачивающих агрегатов* и принятых расчетных параметров.

Пропускная способность одноточечного участка газопровода при *нормальных условиях* для всех режимов течения газа вычисляется по формулам:

а) без учета рельефа трассы газопровода (при отсутствии точек с разницей вертикальных отметок более 200 м):

$$q = 105,087 d_{\text{вн}}^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta \lambda z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} L}}; \quad (1)$$

б) с учетом рельефа трассы (наклонные прямолинейные участки с отметкой начальной точки $h_{\text{н}} = 0$):

$$Q = 105,087 d_{\text{вн}}^{2,5} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2 (1 + ah_{\text{к}})}{\Delta \lambda T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) l_i \right]}}; \quad (2)$$

где $a = \frac{\Delta}{14,64 T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}}$; $\frac{1}{m}$; $d_{\text{вн}}$ – внутр. диа-

метр трубы, м; $P_{\text{н}}$, $P_{\text{к}}$ – абс. давления в начале и конце участка газопровода, МПа; λ – коэф. гидравлич. сопротивления участка газопровода; Δ – относительная плотность газа по воздуху; $T_{\text{ср}}$ – ср. темп-ра транспортируемого газа по длине участка, К; $z_{\text{ср}}$ – ср. коэф. сжимаемости газа по длине газопровода; L – длина участка газопровода, км; $h_{\text{к}}$ – превышение или понижение конечной точки расчетного участка относительно начальной точки, м; h_i – превышение или понижение i -й точки трассы относительно начальной точки, м; l_i – длина i -го элемента участка газопровода, км.

Формулы (1) и (2) являются базовыми для определения пропускной способности газопровода и для нахождения давления в произвольной точке газопровода, определения ср. давления на участке газопровода, расстояния между *компрессорными станциями*, расчета сложных многоточечных газопроводов.

Пропускная способность и производительность связаны соотношением:

$$q = \frac{Q \cdot 10^3}{365 \cdot K_{\text{н}}}$$

где q – пропускная способность газопровода, млн. м³/сут; Q – производительность газопровода, млрд. м³/год;

$K_{\text{н}}$ – оценочный коэф. использования пропускной способности газопровода.

В формулах (1) и (2) коэф. гидравлич. сопротивления λ определяется по формуле:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}$$

где Re – число Рейнольдса (характеризует отношение инерционных сил при движении жидкости или газа к силам вязкости); k – эквивалентная шероховатость внутр. поверхности труб (для новых труб равна 0,03 мм).

Среднее давление на участке газопровода:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right)$$

Давление в произвольной точке газопровода, км:

$$P_{\text{а}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - (P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2) \frac{X}{L}}$$

где X – расстояние от начала до произвольной точки газопровода, км; $P_{\text{н}}$, $P_{\text{к}}$ – абс. давления в начале и конце участка газопровода, МПа.

Значения пропускной способности одноточечных газопроводов разл. диаметров при $P_{\text{н}} = 7,5$ МПа, $P_{\text{к}} = 5,6$ МПа, $l = 125$ км, $T_{\text{ср}} = 288$ К, $z_{\text{ср}} = 0,9$ и $\Delta = 0,6$ приведены в табл.

Таблица. Пропускная способность одноточечных газопроводов различных диаметров

Диаметр газопровода, мм	Пропускная способность газопровода, млн. м ³ /сут	Производительность, млрд. м ³ /год
720	17	6
820	24	8
1020	42	14
1220	68	22
1420	100	32

Изменение относительного давления газа в зависимости от относительной длины газопровода (для диаметра газопровода 1420 мм) без *лупинга* для разл. расходов газа, а также для разл. вариантов расположения лупинга (при пропускной способности газопровода 120 млн. м³/сут) приведено на рис. 1 и 2. Как видно из рис. 2, использование лупинга позволяет повысить давление газа в конце газопровода, при этом место расположения лупинга на величину конечного давления не влияет.

Лит.: Галиуллин З.Т., Черников В.Н., Новые методы проектирования газонефтепроводов, М., 1964. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85, М., 1985.

З.Т. Галиуллин, И.А. Исмаилов, Л.Н. Самсонова.

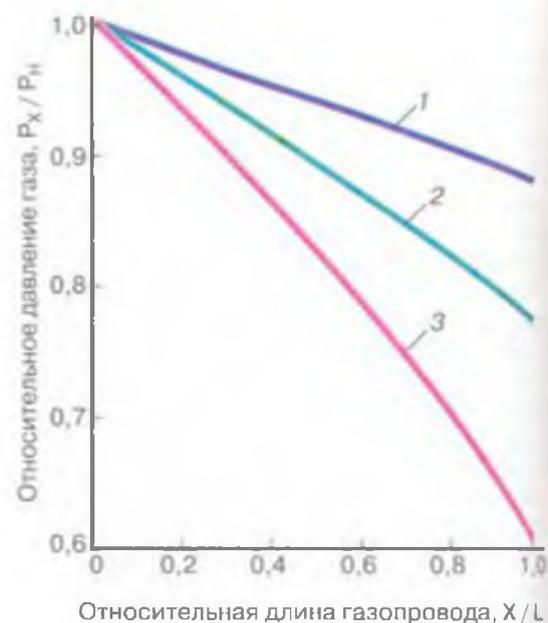


Рис. 1. Изменение относительного давления газа в зависимости от относительной длины газопровода для различных расходов газа (млн. м³/сут): 1 – 60; 2 – 80; 3 – 100; X – расстояние от начала до произвольной точки газопровода; L – длина газопровода; P_x и P_n – абсолютные давления в произвольной точке и в начале газопровода.

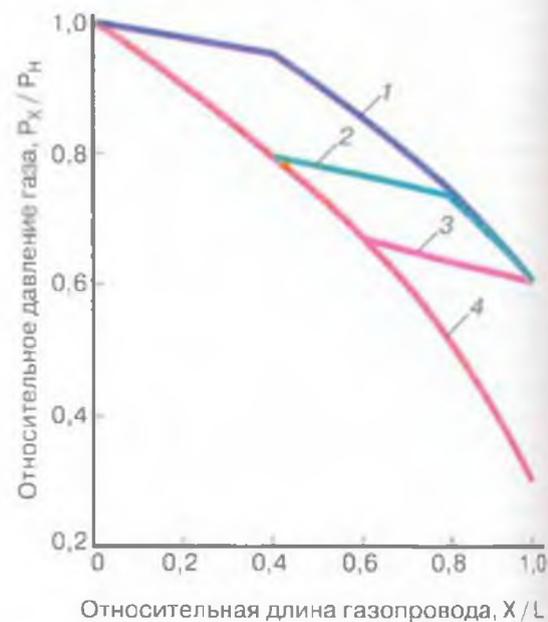


Рис. 2. Изменение относительного давления газа в зависимости от относительной длины газопровода для различных вариантов расположения лупинга: 1 – в начале газопровода; 2 – в середине газопровода; 3 – в конце газопровода; 4 – газопровод без лупинга; X – расстояние от начала до произвольной точки газопровода; L – длина газопровода; P_x и P_n – абсолютные давления в произвольной точке и в начале газопровода.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

– расчетная процедура при проектировании и эксплуатации газораспределительных систем. Гидравлич. режимы работы *распределительных газопроводов* (низкого, среднего и высокого давления) должны приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы *газораспреде-*

дательных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок, а также работы газогорелочных устройств (горелок) потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

Гидравлический расчет следует выполнять, как правило, на ЭВМ с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

Расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать не более 1,8 кПа. Распределение величины допустимой потери давления между улицными, дворовыми и внутренними газопроводами приведено в табл.

Таблица. Расчетные потери давления газа, кПа

Суммарная потеря давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора	1,8
В т.ч. в газопроводах: уличных и внутриквартальных дворовых и внутренних	1,2 0,6

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов любой несущей способности для пром., с.-х. и бытовых предприятий и учреждений коммунального хоз-ва принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технич. характеристик газовых горелок, автоматики безопасности и автоматики регулирования технологич. режима тепловых агрегатов.

Падение давления в газопроводах низкого давления следует определять в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризующего числом Рейнольдса (Re):

$$Re = 0,0354 \frac{Q}{dv},$$

где Q – расход газа при нормальных условиях, $m^3/ч$; d – внутр. диаметр газопровода, см; v – коэф. кинематической вязкости газа (при нормальных условиях), $m^2/с$.

В зависимости от значения Re падение давления в газопроводах определяется по след. формулам:

для ламинарного режима движения газа ($Re \leq 2000$)

$$H = 1,132 \cdot 10^6 \frac{Q}{d^4} vpl;$$

для критич. режима движения газа ($2000 < Re \leq 4000$)

$$H = 0,516 \frac{Q^{2,333}}{d^{5,333} v^{0,333}} pl;$$

для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$)

$$H = 69 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right)^{0,25} \frac{Q^2}{d^5} pl,$$

где H – падение давления, Па; p – плотность газа при нормальных условиях,

kg/m^3 ; l – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м; n – эквивалентная абс. шероховатость внутр. поверхности стенки трубы, см (для стальных труб – 0,01; для полиэтиленовых труб – 0,002).

Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и половину путевого расходов газа на данном участке.

Гидравлич. расчет газопроводов среднего и высокого давления по всей области турбулентного режима движения газа следует производить по формуле:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{l} = 14 \cdot 10^{-5} \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right)^{0,25} \frac{Q^2}{d^5} p,$$

где P_1 и P_2 – абс. давление газа соответственно в начале и конце газопровода, МПа.

Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на 5–10%.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов следует определять по формуле:

$$l = l_1 + \sum \zeta ld,$$

где l_1 – действительная длина газопровода, м; $\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1 ; ld – эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, потери давления на к-ром равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\zeta = 1$, м.

Эквивалентную длину газопровода следует определять в зависимости от режима движения газа в газопроводе по след. формулам:

для ламинарного режима движения газа

$$ld = 5,5 \cdot 10^{-6} \frac{Q}{v};$$

для критич. режима движения газа

$$ld = 12,15 \frac{d^{1,333} v^{0,333}}{Q^{0,333}};$$

для всей области турбулентного режима движения газа

$$ld = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right)^{0,25}}.$$

Падение давления в трубопроводах жидкой фазы сжиженного углеводородного газа (СУГ) следует определять по формуле:

$$H = 50 \frac{\lambda V^2 p}{d},$$

где λ – коэф. гидравлического сопротивления; V – ср. скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противокavitационного запаса ср. скорости движения жидкой фазы

следует принимать: во всасывающих трубопроводах – не более 1,2, а в напорных трубопроводах – не более 3 м/с.

Коэф. гидравлического сопротивления следует определять по формуле:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}.$$

Гидравлич. расчет газопроводов паровой фазы сжиженных углеводородных газов должен выполняться в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

При расчете газопроводов низкого давления следует учитывать гидростатич. напор Hg (Па), определяемый по формуле:

$$Hg = \pm 9,81 h (\rho_a - \rho),$$

где $g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с²; h – разность абс. отметок начальных и конечных участков газопровода, м; ρ_a и ρ – плотность соответственно воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³.

Гидравлич. расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при макс. использовании допустимой потери давления газа. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10%.

При выполнении гидравлич. расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа для газопроводов низкого давления не более 7, для газопроводов ср. давления 15 и для газопроводов высокого давления 25 м/с.

При выполнении гидравлич. расчета диаметр газопровода следует предварительно определять по формуле:

$$d = 0,036238 \sqrt{\frac{Q(273 + t)}{p_m V}},$$

где d – диаметр газопровода, см; Q – расход газа при нормальных условиях, $m^3/ч$; t – тем-ра газа, °С; p_m – ср. давление газа (абсолютное) на расчетном участке газопровода, МПа; V – скорость газа, м/с.

Полученное значение диаметра газопровода следует принимать в качестве исходной величины при выполнении Г. р. р. г. И. В. Тверской.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ЭТАЖ – неск. водоносных комплексов, разделенных между собой мощными регионально выдержанными водоупорами. Последние сложены в осн. эвалоритами или толщами пластичных глинистых образований. Гидрохимич. и др. характеристики Г.э. существенно различаются.

ГИДРОГЕОХИМИЯ, геохимия природных вод, – наука о вещественном составе природных вод, процессах его формирования, истории и миграции химич. элементов в гидросфере. Г. изучает состав природных вод как фактор формирования, разрушения и поисковый

признак м-ний разл. полезных ископаемых (нефти, газа, цветных металлов и др.). Как фактор, определяющий свойства горн. пород, Г. дает объективную оценку качества природных вод с т. зр. их целевого использования (питьевые, технич., лечебные, минеральные, пром., термальные и пр.).

Важнейшей проблемой Г. как части совр. гидрогеологии является формирование химич. газового состава *подземных вод*. Разработанные теоретич. основы Г. используются при решении многих прикладных задач. Среди них выделяются нефтегазопоисковая и рудопоисковая Г., Г. питьевых подземных вод, минеральных лечебных вод, пром. подземных вод. Одна из осн. проблем современной Г. — экологическая Г. (оценка степени загрязнения геологич. среды и ее охрана).

Все природные процессы в Г. определяются количеств. законами точных фундаментальных наук (физики и химии), а внеш. геологич. среда определяет лишь граничные условия осуществления и протекания этих процессов.

Становление и развитие Г. связаны с именем выдающегося рос. ученого-естествоиспытателя акад. В. И. Вернадского, к-рый впервые в 1929 научно сформулировал содержание Г. в докладе «О классификации и химическом составе природных вод», а позднее в фундаментальной работе «История природных вод» В. И. Вернадский выделил осн. компоненты природных водных растворов, сформулировал гл. положение Г. о единстве природных вод, к-рое определяется сложными системами взаимодействия порода — вода — газ — живое вещество.

В становление и развитие Г. основополагающий вклад внесли рос. ученые Н. К. Игнатович, Г. Н. Каменский, А. М. Овчинников, Е. В. Посохов, Н. Е. Альтовский, А. П. Виноградов, Е. А. Барс, М. Г. Вальяшко, А. А. Карцев, Н. И. Толстихин, И. К. Зайцев, С. В. Крайнов, С. Р. Швец, В. С. Самарина, А. И. Поливанова, В. М. Матусевич, Е. В. Пиннекер, О. К. Ланге, В. П. Ильченко, К. Е. Питьева, Е. В. Посохов, В. С. Гончаров, Ж. С. Садыков и мн. другие.

В. П. Ильченко.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ залежей — проявляется в изменении *пластового давления* одной залежи под влиянием разработки другой. Осуществляется по водопроницаемым породам-коллекторам, к к-рым залежи приурочены. Г. с. вызывает ряд отрицательных явлений: наклон контакта; смещение залежи в ранее водоносную зону пласта; перетоки нефти и газа по пласту из ловушки в ловушку; потеря запасов на образование связанной нефтегазонасыщенности в ранее водоносной части пласта. О наличии Г. с. можно судить по косв. признакам: аналогия с соседними длительно разрабатываемыми залежами; отсутствие минеральных новообразований и окисленной высоковязкой нефти на контакте залежи с водой; характер распределения нефтегазоносности по разрезу отложений. Достоверное определение Г. с. связано с проведением *гидродинамических исследова-*

ний пластов и скважин (гидропрослушивание).

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ в скважинах, «прямые» методы каротажа скважин, — спец. исследования и технологич. операции, проводимые в скважинах с целью опробования и испытания пластов.

Осуществляются геофизич. подразделениями для определения фильтрационных характеристик пласта, измерения *пластовых давлений*, отбора из прони-

цаемого интервала герметизированной пробы пластового флюида.

К «прямым» методам каротажа относятся: *гидродинамический каротаж* (ГДК), *опробование пластов приборами на кабеле* (ОПК) и *отбор образцов пород сверлящими керноотборниками* (СКО).

ГДК и ОПК применяются в необсаженных скважинах на всех этапах и стадиях поиска, разведки и эксплуатации газонефтяных м-ний. При ОПК производят одноразовый отбор пробы из пласта с ее герметизацией и доставкой на поверхность, а при ГДК — многократный в пределах одного спуска отбор ограниченных по объему проб из разл. участков разреза с целью определения пластового давления и *проницаемости* пород.

В России приоритет в области создания и развития прямых методов каротажа скважин принадлежит ВНИИ Геофизич. исследований скважин (Башкирия, г. Октябрьский).

Метод ГДК ОПК реализуется с помощью аппаратного технологич. комплекса, базовой является аппаратура, позволяющая проводить исследования в скважинах с давлением до 80 МПа и темп-рой до 150 °С (рис.).

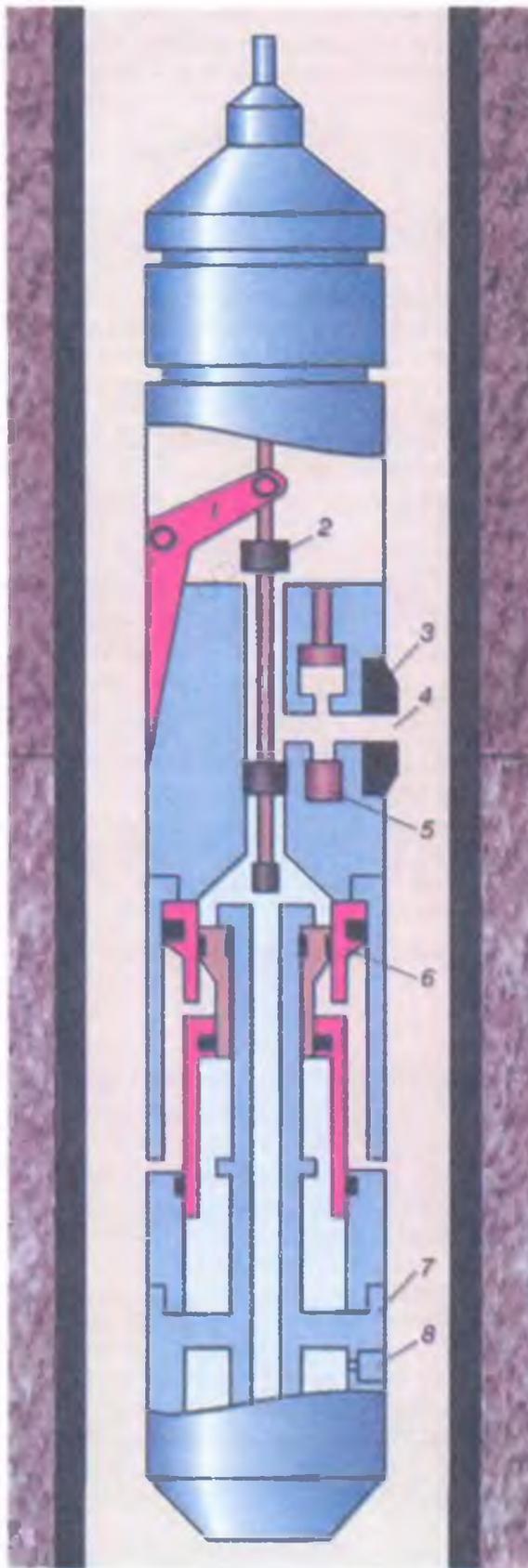
Г. и. предназначены для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации, при закачке в них вытесняющего агента с целью получения данных о продуктивности, фильтрационных свойствах пластов, включающих измерения давления, темп-ры, скорости потока, состава и свойств флюида в стволе скважины с использованием аппаратуры, спускаемой на каротажном кабеле.

В. Г. Фоменко.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (ГДК) — геофизич. метод определения *пластового давления*, фильтрационных характеристик (коллекторов и вмещающих пород) и изоляционных свойств (*покрышек*). Один из методов *гидродинамических исследований* в скважинах.

Из пласта под воздействием макс. депрессии вызывают приток флюида, к-рый последовательно заполняет при фиксированных депрессиях неск. секций пробоприемной камеры. На поверхности ведут регистрацию изменения давления на всех 3 этапах заполнения камеры вплоть до полного восстановления пластового давления, после чего отобранная проба сбрасывается в общий пробосборник. Кол-во исследованных за одну спускоподъемную операцию участков изменяется от 6 до 50 в зависимости от фильтрационных свойств исследуемых пород. В многоцикловом режиме производят 2–4 повторных исследования в одной точке без отрыва прибора от стенки скважины с целью определения характера насыщенности коллектора.

С помощью ГДК решают след. задачи: выделение коллекторов по наличию притока из пласта; оценка эксплуатационных параметров, дебитов и продуктивности коллекторов при разл. перепадах давления (депрессиях); уточнение гидродин. обстановки по объекту эксплуа-



Принципиальная схема скважинного прибора ГДК и ОПК: 1 — прижимной рычаг; 2 — малая камера; 3 — герметизирующий элемент; 4 — отверстие стока; 5 — датчик давления; 6 — измерительные камеры; 7 — пробосборник; 8 — кран извлечения пробы.

талии на разл. участках разрабатываемой залежи.

Осн. задача, решаемая по данным ГДК, — определение *проницаемости* пластов. Определение эффективной проницаемости пород основано на том, что время заполнения прибороприемной камеры пластовыми флюидами или фильтратом промывочной жидкости напрямую зависит от проницаемости пород и разности пластового давления и давления в прибороприемнике.

Формы *индикаторных кривых*, отображающих *фильтрацию* разл. флюидов, скорость заполнения прибороприемника пластовыми флюидами неодинаковы. Это позволяет идентифицировать линейную и нелинейную фильтрацию неньютоновской жидкости и фильтрацию флюида с начальным градиентом. Тип отбираемого флюида (газ или жидкость) устанавливают по времени заполнения прибороприемника, к-рое при заполнении газом на 1–2 порядка меньше времени его заполнения жидкостью.

Эффективную проницаемость рассчитывают по известным из гидродинамики формулам в зависимости от выбранного режима фильтрации. Результаты определения эффективной проницаемости во многом зависят от достоверности знаний вязкости фильтрата промывочной жидкости, *пластовой воды*, нефти и газа в пластовых условиях и степени совершенства вскрытия коллекторов.

Материалы ГДК обеспечивают уверенное определение проницаемости терригенных коллекторов. Полученные значения коэф. эффективной проницаемости тем ближе к реальным, чем меньше *кольматация* пород продуктами бурения. Последнее достигается разбуриванием коллекторов на водоинвертных эмульсионных, известково-битумных, полимерных и др. облегченных промывочных жидкостях, обеспечивающих неглубокое проникновение фильтрата в пласты. В карбонатных разрезах эффективную проницаемость уверенно определяют для высокопористых (коэф. пористости св. 15%) поровых коллекторов, разбуренных на облегченных промывочных жидкостях. В низкопористых и трещинокаверновых коллекторах увеличивается кол-во беспроточных точек вследствие растущей вероятности прижатия приемного отверстия измерительного баллона к отд. непроницаемым участкам пород.

В. Г. Фоменко.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ пластов — перераспределение давления в сообщающихся (по линиям тектонич. нарушений, буровым скважинам, зонам слияния и др.) нефтегазоводоносных пластах. Интенсивность Г.в. зависит от протяженности, толщины, *коллекторских свойств* пластов и др. Г.в. может влиять на режим нефтяных (газовых) м-ний. Запас пластовой энергии продуктивного пласта при наличии Г.в. с другими пластами повышается. Г.в. определяется при гидрогеол. и *гидродинамических исследованиях*

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, гидравлический разрыв пласта, — формирование трещин в массивах газо-, нефте-, водонасыщенных и др. горн. породах под действием подаваемой в них под давлением жидкости (рис.). Операция проводится в скважине для повышения *дебита* за счет разветвленной системы дренирования, полученной в результате образования протяженных трещин. Реализация Г.п. на *газовых скважинах* стала возможной с появлением насосных агрегатов, обеспечивающих скорость закачки 3–4 м³/мин при давлении до 100 МПа.

При закачке в скважину рабочей жидкости с высокой скоростью на ее забое создается высокое давление. Если оно превышает горизонтальную составляющую *горного давления*, то образуется вертикальная трещина. В случае превышения горн. давления формируется горизонтальная трещина.

В качестве рабочей жидкости, как правило, используют загущенные жидкости на водной или углеводородной основе. Вместе с рабочей жидкостью закачивают закрепляющий агент (песок или твердый материал фракции 0,5–1,5 мм), заполняющий трещину и препятствующий ее смыканию. При применении загущенной жидкости за счет снижения ее утечек в пласт можно поднять *забойное давление* при значительном снижении скорости закачки и за счет песконесущей ее способности транспортировать закрепляющий агент по всей длине трещины.

Следует отметить, что при использовании загущенных жидкостей, а также на глуб. св. 1000 м при проницаемости пород меньше 100 мкм² горизонтальные трещины практически получить невозможно.

Для карбонатных коллекторов в качестве рабочей жидкости используют соляную кислоту. При этом закрепляющий агент не закачивается. Высокая фильтра-

ционная способность трещины в этом случае обеспечивается за счет неравномерного растворения кислотой ее стенок. Эта технология применяется на *Астраханском месторождении* и *Оренбургском месторождении*.

Г.п. широко используется для *интенсификации притока* газа не только в вертикальных, но и горизонтальных скважинах. При поинтервальных Г.п. эти операции осуществляют, изолируя обработанный участок пласта с помощью *пакера*, песчано-глинистой пробки, спец. жидкостей и др.

Лит.: Меликбеков А.С., Теория и практика гидравлического разрыва пластов, М., 1967.

Н. Е. Серeda.

ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ — уровень воды в пласте при отсутствии ее движения. До этого уровня поднимается столб воды в скважине. Поверхность, проведенная через уровень воды в скважине, наз. *пьезометрической*. При статич. (неподвижном) состоянии воды пьезометрич. поверхность горизонтальная. Определение высотного положения Г.у., как правило, проводится от уровня моря (в абс. отметках), иногда от поверхности (устья скважины) или от любого другого произвольно выбранного уровня (в условных отметках).

ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ — давление в покоящейся жидкости, определяемое суммой давления на ее свободной поверхности и давления столба жидкости, расположенного над точкой замера. В гидрогеологии нередко трактуется шире — как давление жидкости (неподвижной или движущейся) в данной точке водоносной системы. Измеряется в единицах высоты столба жидкости или в единицах давления. Высокое Г.д. способствует обрушению пород кровли или подъему почвы выработка, где наблюдаются внезапные прорывы вод и плывунов.

«ГИПРОГАЗЦЕНТР» — открытое акционерное об-во (ОАО), дочернее предприятие с более чем 50% —ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Головная проектная организация по проектированию систем связи, электростанций, отраслевой системы оперативно-диспетчерского управления «Газпрома». Адм. центр — г. Нижний Новгород.

В 1968 создан как отдел комплексного проектирования по выполнению проектно-изыскательских работ на газопроводы-отводы и газификации объектов сельского хоз-ва Киевского ин-та «Южгипротрубопровод». С 1969 переименован в Горьковский филиал этого института. В 1970 реорганизован в гос. ин-т по проектированию объектов трубопроводного транспорта в центр. р-нах быв. СССР — ин-т «Гипрогазцентр». С 1994 преобразован в дочернее открытое акционерное об-во РАО «Газпром», с 2003 — в ОАО «Г.».

Многофункциональное предприятие по разработке всех стадий проектной документации для стр-ва и реконструкции: *магистральных газопроводов* (с условным диам. давлением 7,4 МПа и ниже), газопроводов-отводов и газораспределительных станций, *компрессорных*

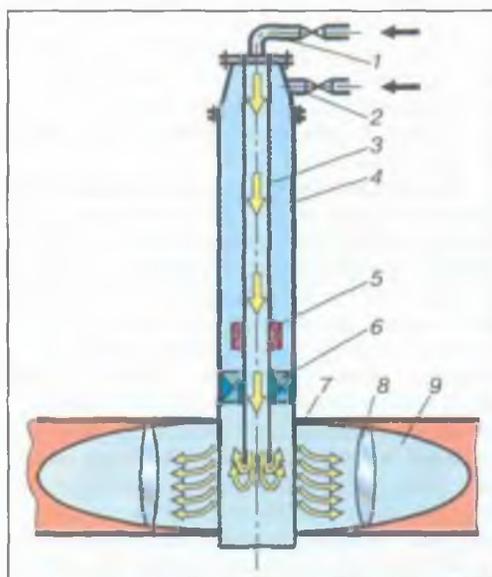


Схема гидравлического разрыва пласта: 1 — патрубок подачи рабочего агента; 2 — патрубок создания затрубного давления; 3 — лифтовая колонна; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — клапан циркуляционный; 6 — пакер; 7 — зона распространения трещины; 8 — сечение трещины; 9 — продуктивная толща

станций, электростанций (до 300 МВт), воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением до 220 кВ, *газоизмерительных станций*, установок по сжижению природного газа, автомоб. газонаполнительных станций, газоснабжения поселков, объектов пром., общественного и жилищного назначения, всех видов связи (в т. ч. спутниковых), систем упр-ния технологич. процессами транспорта, хранения, распределения и сжижения газа, систем упр-ния производственно-хозяйств. деятельностью, систем противопожарной безопасности, средств *электрохимической защиты* подземных трубопроводов.

Разрабатывает генеральные схемы развития магистральных и региональных газопроводов; программы, нормы строительного и технологич. проектирования для газовой пром-сти и др.

Проводит диагностику коррозионного состояния и защиту подземных трубопроводов и металлч. сооружений и прогнозирование их использования; оценку воздействия проектируемых и действующих предприятий на окружающую среду; и. н. работы.

Осуществляет авторский надзор за стр-вом объектов (по договорам с заказчиками), инженеринговые работы по внедрению систем автоматич. упр-ния технологическими процессами с реализацией принципов малолюдной технологии, консалтинговые услуги, разрабатывает дизайн интерьеров, изделий, зданий и сооружений.

С 1998 в ОАО функционирует сертифициров. система менеджмента качества, соответствующая требованиям международного, а с 2000 – рос. стандарта.

С 1968 по нач. 2003 «Г.» запроектировал: ок. 36 тыс. км газопроводов разл. диаметра, в т. ч. для газотранспортных систем Тюменского направления; более 215 компрессорных цехов; 1060 газораспределительных и 80 газонаполнительных станций. В их числе магистральные газопроводы: Пермь – Казань – Горький (I и II нитки), Грязовец – Кольцевой газопровод Московской обл., Уренгой – Помары – Ужгород, Уренгой – Петровск – Новопсков, Уренгой – Центр (I и II нитки), Ямбург – Елец (I и II нитки), «Прогресс», Ямбург – Тула (I и II нитки) и др. В 1998 выполнен проект восстановления пострадавшей от аварии компрессорной станции «Тума» (Рязанская обл.). С 1999 ведет проектно-исследовательские работы по магистральному газопроводу Починки – Изобильное – Северо-Ставропольское ПХГ.

Разработал и внедрил технич. решения, обеспечивающие малолюдную технологию эксплуатации на компрессорных станциях «Кондратки» и «Влоцлавск» газопровода Ямал – Европа, проходящего по терр. Польши, в 1999–2000 технико-экономич. обоснование (ТЭО) на отраслевую информационно-измерительную и управляющую систему. В 2000 разработал концепцию упр-ния удаленными объектами добычи и транспорта газа, находящимися в районах Крайнего Севера. Ак-

тивно участвует в разработке всех видов систем пожарообнаружения и пожаротушения.

«Г.» имеет стабильные деловые отношения со многими и. н. и проектными ин-тами России и стран СНГ. С 1995 вышел на проектирование заруб. объектов: магистрального газопровода Аксай – Красный Октябрь – Акмола (Казахстан); ТЭО расширения транзитных газотранспортных мощностей на терр. Украины, Молдовы, Румынии, Болгарии для увеличения экспорта рос. газа в Турцию и страны Балканского региона; схемы единой системы газоснабжения Турции; алгоритмы автоматизиров. системы упр-ния технологич. процессом на компрессорных станциях газопровода Ямал – Европа на терр. Польши, автоматизация 22 нефтеперерабатывающих станций Респ. Казахстан.

Начиная с 2001 занимается инженеринговой деятельностью. *В. В. Котляров.*

«ГИПРОСПЕЦГАЗ» – открытое акционерное об-во (ОАО), дочернее предприятие с 60%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Ин-т по проектированию магистральных трубопроводов и спец. стр-ва. Адм. центр – г. С.-Петербург. С 1993 правопреемник одноименного проектного ин-та (основан в 1938), входившего в состав «Главгаза» быв. СССР с 1958.

До 1958 его профилем были нефтяные объекты. По проектам института («Гипроспецнефтестрой», «Гипроспецнефть») было построено более 150 нефтебаз, в т. ч. все нефтебазы Северного морского пути, а также крупнейшая Вентспилская нефтебаза в Латвии.

С самого начала развития газовой пром-сти быв. СССР и России «Г.» представлял в проектах применение передовых достижений науки и техники. Так, впервые в мире на газопроводе Бухара – Урал был применен диаметр труб 1020, на газопроводе Ухта – Торжок – 1220, на газопроводе Уренгой – Надым – 1420 мм; на газопроводе Ямал – Европа проектом предусмотрено давление 8,3 МПа, на газопроводе Россия – Турция (проект «Голубой поток») применено давление 10 и 25 МПа.

«Г.» является совр. инженеринговой фирмой и рос. лидером в области проектирования объектов транспорта газа, участвует практически во всех перспективных работах, объектах реконструкции и технич. перевооружения ОАО «Газпром».

Осн. направления деятельности «Г.» является проектирование: *магистральных газопроводов* от районов добычи до мест потребления; объектов обустройства газовых и нефтяных м-ний на континентальном шельфе; *компрессорных станций* магистральных газопроводов; станций охлаждения газа; *газораспределительных станций*; *подземных хранилищ газа*; объектов инфраструктуры магистральных газопроводов (линий электропередач, систем связи, дорог, вертолетных площадок); котельных установок и тепловых сетей; автомоб. газонаполнительных и заправочных станций с пунктами технич. обслуживания; нефтебаз разл.

назначения; систем газоснабжения пром. предприятий и населенных пунктов.

«Г.» выполняет полный комплекс проектно-исследовательских работ: геодезич., геологич., гидрометеорологич. и экологич. изыскания; газодинамич. и гидравлич. расчеты газопроводов; технико-экономич. оптимизацию газопроводов с помощью совр. программных средств; разработку проектной документации; организацию и проведение тендеров на оборудование; организацию поставок оборудования; авторский надзор за стр-вом и освоением проектных мощностей.

На нач. 2003 по проектам «Г.» построено: ок. 45 тыс. км магистральных газопроводов, по к-рым транспортируется более 30% всего добываемого в России газа; 4 крупных подземных хранилищ газа, более 100 пром. предприятий.

С 1998 в компании действует созданная в соответствии с требованиями междунар. стандартов сертификации система качества.

Одним из важнейших направлений в работе «Г.» является участие в проекте «Голубой поток». Особенностью этого проекта является подводный переход газопровода через акваторию Черного м. протяженностью ок. 400 км и глубиной св. 2 км.

Новым направлением в работе «Г.» является проектирование объектов добычи и транспорта нефти и газа с м-ний континентального шельфа. В 1994 была завершена разработка технико-экономич. обоснования обустройства *Штокмановского месторождения* в Баренцевом м. Совместно с фирмой «Норд-Трансгаз» (Финляндия) разработан проект Северо-Европейского газопровода по дну Балтийского м., от берегов России до берегов Германии, что создает принципиально новый маршрут экспорта рос. газа в Европу. Реализация проекта позволит диверсифицировать экспортные потоки, напрямую связать газотранспортные сети России и стран Балтийского региона с общеевроп. газовой сетью. «Г.» участвует в проекте газопровода Запад – Восток на терр. Китая протяженностью 4200 км с диам. 1067 мм и с давлением 10 МПа, работает над схемами подачи газа от *Чайдинского месторождения* в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, объектах реконструкции *Единой системы газоснабжения* России. *А. В. Сергиенко.*

ГИС-ГЕОЛКОНТРОЛЬ, см. в ст. *Геофизический контроль*.

ГИС-КОНТРОЛЬ, см. *Геофизический контроль*.

ГИС-ТЕХКОНТРОЛЬ, см. в ст. *Геофизический контроль*.

ГИС-ТЕХНОКОНТРОЛЬ, см. в ст. *Геофизический контроль*.

ГЛАВНАЯ ФАЗА ГАЗООБРАЗОВАНИЯ (ГФГ) – теоретич. понятие, характеризующее этап наиболее интенсивного образования природных газов в ходе термич. разложения материнского органич. вещества.

Впервые это понятие было введено в геологию нефти и газа в 1968 рос. гео-

логами С. Г. Неручевым и Е. А. Рогозиной для обозначения процесса усиления процессов газогенерации в гумусовом органич. веществе в апокатагенезе.

Наибольшие расхождения среди исследователей наблюдаются по вопросу катагенетич. приуроченности ГФГ (метанообразования и состава газов в органич. веществе различного типа). В большинстве схем газообразования гл. фазе отведено место в конце *катагенеза*, на грациях МК₃-АК. Некоторые исследователи считают, что ГФГ имеет место на протокатагенетич. этапе ПК₁₋₃ преобразования органич. вещества всех типов.

Согласно исследованиям ВНИИгаза, фаза макс. генерации газа для гумусового органич. вещества приурочена к диапазону показателей отражения витринита R⁰, равному 0,35-0,85% и от 1,30 до 4,00%; в сапропелевом органич. веществе 1,20-1,80% для тяжелых углеводородных газов и 1,50-2,40% для метана.

Лит.: Рогозина Е. А., Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород, Л., 1985. В. А. Скоробогатов.

ГЛАВНАЯ ФАЗА НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ (ГФН) – этап макс. генерации в материнском органич. веществе того или иного типа битумоидов, к-рые скапливаются в *ловушках* и образуют нефтесодержащие скопления. Термин введен рос. нефтяником Н. Б. Вассоевичем в 1967.

По мнению рос. исследователей, ГФН соответствует катагенетич. диапазону преобразования материнского органич. вещества от МК₁ до МК₃ включительно. В заруб. лит-ре выделяется «нефтяное окно», соответствующее диапазону показателя отражения витринита в масле R⁰ от 0,5 до 1,35%. Конец генерации нефти фиксируется по величине R⁰, равной 1,30-1,35%, конденсата – до 2,0% и метана – до 3,5%.

«Нефтяное окно» в генерационном плане (массовое образование битумоидов с высоким содержанием нефтяных углеводородов) по шкале *катагенеза* ограничено след. интервалами R⁰ (в %): в собственно гумусовом органич. веществе (восковые компоненты, витринит + фюзинит) – от 0,55 до 1,25; в сапропелевом рассеянном органич. веществе – от 0,45 до 1,35, в сапропелевом полукоцентрированном органич. веществе морского и особенно озерного генезиса и в лейптинитовых компонентах (исключая воск и резинит) – от 0,65 до 1,40.

Тепловое разрушение битумоидов пород и нефти в микроскоплениях и залежах происходит наиболее интенсивно на грациях катагенеза МК₃ и МК₄ (R⁰ от 0,95 до 1,5%) в диапазоне геотемп-р от 100 до 200 °С в зависимости от возраста вмещающих пород и темпов их погружения. В конкретных условиях ГФН отвечает «главная зона нефтеобразования» (ГЗН) с конкретными термоглубинными границами проявления в разрезе осадочного чехла нефтегазопосных басс. По совр. воззрениям, ГФН целесообразно заменить понятием «фаза максимальной генерации битумоидов» (ФМГБ) с соответствующими термоглубинными и катагенетич. границами, разными в различ-

ных геологич. условиях. ФМГБ (нефти) для собственно гумусового органич. вещества проявляется в катагенетич. диапазоне R⁰ 0,55-0,95%; для сапропелевого рассеянного органич. вещества преим. морских отложений (тип II по классификации фр. исследователя Б. Тиссо) и для смоляных компонентов лейптинита (резинит) – 0,45-0,85%, для сапропелевого и гумусово-лейптинитового полукоцентриров. органич. вещества преим. озерного генезиса – 0,65-1,10%. Выше и ниже этих катагенетич. границ имеет место фаза генерации протонефтяных битумоидов и фаза термодеструкции битумоидов (и нефти). Наименее изученными и недостаточно понятными в плане генерации органич. подвижных соединений и массообмена между керогеном и подвижными компонентами органич. вещества являются диапазоны катагенеза при R⁰ от 0,95 до 1,40 и более 3,00%.

В реальных геологич. условиях не существует резких термокатагенетич. границ нефтяной (генерационной) зоны. В зависимости от соотношения органич. микрокомпонентов континентального (наземного) и субаквального (озерного и морского) генезиса, их химич. состава, концентрации, особенностей взаимодействия с минеральной матрицей и степени восстановленности верхняя (по глубине) катагенетич. граница проявляется в диапазоне R⁰, равном 0,40-0,70, нижняя – 1,20-1,40%.

Лит.: Тиссо Б., Вельте Д., Образование и распространение нефти (пер. с англ.), М., 1981; Хант Дж., Геохимия и геология нефти и газа (пер. с англ.), М., 1982; Вассоевич Н. Б., Геохимия органического вещества и происхождение нефти, Избр. тр., т. 1, М., 1986; Скоробогатов В. А., Термобарогеохимическая эволюция скоплений углеводородов, «Геология нефти и газа», 1991, № 8.

В. А. Скоробогатов.

ГЛИКОЛИ – двухатомные спирты с общей формулой C_nH_{2n}(ОН)₂. Низшие Г. – этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и пропиленгликоль (ПГ) – прозрачные, бесцветные, вязкие жидкости, растворимые в воде. В нефтяной и газовой промышленности широко применяются как *ингибитор гидратообразования* и абсорбент для осушки газа. С ростом мол. массы Г. упругость их шаров снижается. Вязкость водных растворов Г. возрастает с увеличением их концентрации и уменьшается с повышением темп-ры. Химич. свойства определяются наличием в молекуле Г. гидроксильных групп. Г. вступают в реакции, характерные для спиртов. Относятся к веществам с относительно низкой токсичностью, к-рая снижается с ростом мол. массы. Сроки хранения: для ЭГ 5-12 мес, для ДЭГ 3-6, для ТЭГ 2-6 мес. Осн. физико-химич. свойства Г., используемых в качестве осушителя, см. в ст. *Абсорбционная осушка* газа. Восстановление концентраций отработанных Г. производится путем выпаривания воды на установках атм. и вакуумной ректификации, азеотропной отгонки и ректификации в присутствии отдувочного газа.

А. И. Гриценко.

ГЛИНИСТОСТЬ горных пород – одна из важнейших характеристик горн. пород, влияющих на их *коллекторские свойства*. Учитывает содержание в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм.

Г. породы оценивается коэффициентами массовой (C_{г.л.}), объемной (K_{г.л.}) и относительной (η_{г.л.}) глинистости, к-рые связаны между собой след. уравнениями:

$$C_{г.л.} = m_{д3 < 0,01} / m_{тв.}$$

$$K_{г.л.} = C_{г.л.} \delta_{ск} (1 - K_{п}) / \delta_{г.л.}$$

$$\eta_{г.л.} = K_{г.л.} / (K_{г.л.} + K_{п}),$$

где m_{тв.} – масса сухой навески анализируемого порошка (твердой фазы минерального скелета породы); m_{д3 < 0,01} – масса фракции с эффективным диам. < 10 мкм; K_п – коэф. общей пористости; δ_{ск} и δ_{г.л.} – плотность соответственно скелетных зерен породы и глинистой фракции. По распределению глинистого материала в породе различают рассеянную и слоистую Г.

Рассеянная Г. характеризует равномерное распределение в объеме породы глинистого материала, что характерно для достаточно однородных песчаников и алевролитов преим. кварцевого состава. В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в частично или полностью преобразованных зернах полевых шпатов и обломков др. пород. Рассеянная Г. может быть цементом между зернами, заполнять поровое пространство и являться поверхностью преобразованных зерен и обломков пород. В первых двух случаях наличие глинистого материала ведет к снижению *пористости* (эффективной и динамической) и *проницаемости*, в третьем – влияние на *фильтрационно-емкостные свойства* (ФЕС) породы меньше.

В породе может также находиться глинистый материал в виде прослоев, чередующихся с прослоями *коллектора* – т.н. слоистая Г., характеризующаяся параметром χ_{г.л.} – доля толщины слоистой породы, приходящейся на прослой глины.

Кроме количеств. характеристик Г. важную роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств играет состав глинистого материала. К глинистым относят минералы алюмосиликатного состава – группы каолинита, гидрослюд, монтмориллонита. Кристаллич. решетка этих минералов образована алюмосиликатными тетраэдрами. Частицы глинистых минералов характеризуются размерами от нескольких миллимикрон до нескольких микрон. Благодаря высокой дисперсности частиц глинистых минералов в осадочных породах они обладают огромной адсорбционной поверхностью, способной удерживать полярные молекулы воды и обменные катионы.

Минералы групп монтмориллонита и смешанно-слоистые образования гидрослюд обладают раздвижной кристаллич. решеткой и способны поглощать молекулы воды и обменные катионы в простран-

стве между алюмосиликатными пакетами, что приводит к набуханию частиц и увеличению их объема.

Т. о., Г. (содержание и ее минеральный состав) оказывает значительное влияние на величину фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, а также на способность породы играть роль литологич. экрана нефтяной или газовой залежи.

А. В. Дахнов.

ГЛУБИННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА – средства измерения на забое и по стволу скважин параметров, значения к-рых служат для определения технологич. режимов работы скважин, а также характеристики нефтяных и газовых пластов. С помощью Г. и. у. определяют давление, темп-ру, расход, влаго-содержание потока жидкости, его плотность и др.

Различают Г. и. у. с местной регистрацией и дистанционные. Первые (спускаются в скважины на стальной проволоке) состоят из чувствительного элемента, регистрирующего устройства и часового механизма, перемещающего бланк. Регистрация измеряемой величины (чаще давления или темп-ры) производится на спец. бланке внутри Г. и. у. В дистанционных приборах измеряемая величина регистрируется на поверхности. Показания чувствительного элемента преобразуются в электр. сигнал, передаваемый на поверхность по спец. (геофизическому) кабелю. Существуют разл. методы преобразования (аналоговые, частотные, частотно-импульсные и др.) и соответственно разл. типы измерительных преобразователей.

Спуск Г. и. у. в скважины производится через герметизирующее устройство (*лубрикатор*) со спец. подъемников, оборудованных приборами для контроля глубины спуска.

Тенденция развития Г. и. у. – большее использование потокометрич. приборов, а также создание комплексных дистанционных Г. и. у., позволяющих измерять неск. величин за один спуск.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГЛУБИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ пластов и скважин – комплекс методов для определения осн. параметров нефтегазоводоносных пластов и скважин с помощью глубинных приборов; передача информации осуществляется по глубинному каналу связи. Цель Г. и. – получение данных для составления проектов, контроль за разработкой м-ний. Различают геофизич. (см. *Геофизические исследования скважин*), гидродинамич., газогидродинамич. методы, также дебитометрию, шумометрию и др. При гидродинамич. (газогидродинамич.) Г. и. определяют параметры, характеризующие сравнительно большие участки исследуемых пластов-коллекторов, а также технологич. характеристики скважин (*проницаемость*, гидронепроницаемость, пьезопроводность пласта, коэффициент продуктивности скважины), уточняют геологич. строение пласта-коллектора, определяют *гидродинамическую связь* между пластами и скважи-

нами и др. При помощи дебитометрии в работающих нагнетательных и добывающих скважинах выделяют интервалы притока флюидов к забоям скважин, определяют *дебиты* отд. пропластков, проницаемость, пьезопроводность, контролируют состояние *обсадной колонны*, затрубного пространства скважин и др. При Г. и. применяются манометры, термометры, расходомеры, шумометры, комплексные глубинные приборы для измерения давления, темп-ры, дебита, водосодержания флюида. При гидродинамич. (газогидродинамич.) Г. и. используется автоматич. промысловая электронная лаборатория.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН – прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путем закачки в нее спец. жидкости. Связано с искусств. повышением *забойного давления* до величин, превышающих *пластовое давление*. Обеспечивает возможность проведения текущего, капитального ремонтов скважин, прекращение аварийных выбросов пластового флюида. Осн. вопросы, решаемые при Г. с.: выбор рабочей жидкости и режим ее закачки в скважину. Требования, предъявляемые к ним в конкретных горно-технич. условиях: обеспечение миним. проницаемости фильтра и твердых частиц из рабочей жидкости в *призабойную зону* пласта-коллектора, стабильность жидкости при контактировании с *пластовой водой*, сравнительно легкое удаление фильтра и твердых частиц, проникающих в призабойную зону; недопущение взаимодействия фильтра с глинистым материалом в пласте-коллекторе; предотвращение образования нерастворимых осадков в поровом пространстве пласта; соответствие давления закачки рабочей жидкости прочности фонтанной арматуры и *обсадных колонн*. В качестве жидкости для Г. с. используют нефть, воду, *буровые растворы* на водной и углеводородной основах. Последние наиболее эффективны, однако отличаются относительно высокой стоимостью, опасны с т. зр. загрязнения окружающей среды, возгорания и др. Из буровых растворов на водной основе наиболее перспективны минеральные с полимерными добавками, к-рые не содержат глинистых частиц и допускают повышение плотности добавлением мела, удаляемого затем соляно-кислотной обработкой. В условиях, когда пластовое давление ниже *гидростатического давления* (при заполнении скважины нефтью), в качестве рабочей жидкости используются спец. двух- и трехфазные смеси.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ГОРЕЛКА, см. *Газогорелочное устройство*.

ГОРЕНИЕ газов – химич. реакция взаимодействия горючих газов (чистых или компонентов смеси горючих газов) с окислителем (воздухом, кислородом и др.) с выделением теплоты. Для того, чтобы протекала реакция Г., необходимо создать условия для воспламенения сме-

си топлива с окислителем. Г. может происходить в разл. средах.

При Г. в неподвижной среде реакция идет во фронте пламени, отделяющем не вступившую в реакцию горючую смесь от *продуктов сгорания*. Линейная скорость, с к-рой перемещается фронт пламени по однородной горючей смеси, наз. *равномерной скоростью* распространения пламени (w_p). При этом миним. скорость для всех видов горючих газов соответствует ниж. и верх. пределам воспламенения, а максимальная – не стехиометрич. соотношениям газов и воздуха, а некому недостатку воздуха. Для сравнительной характеристики горючих свойств разл. газов введено понятие «*нормальная скорость* распространения пламени» – скорость, отнесенная к холодной, еще не воспламенившейся смеси, с к-рой пламя перемещается по нормали к ее поверхности. При этом фронт пламени принимается плоским и равным гидравлич. диаметру потока. Определяется по формуле:

$$U_n = w_p \cdot \pi \cdot r^2 / s,$$

где U_n – нормальная скорость распространения пламени, м/с; r – радиус потока, м; s – площадь поверхности фронта пламени, м².

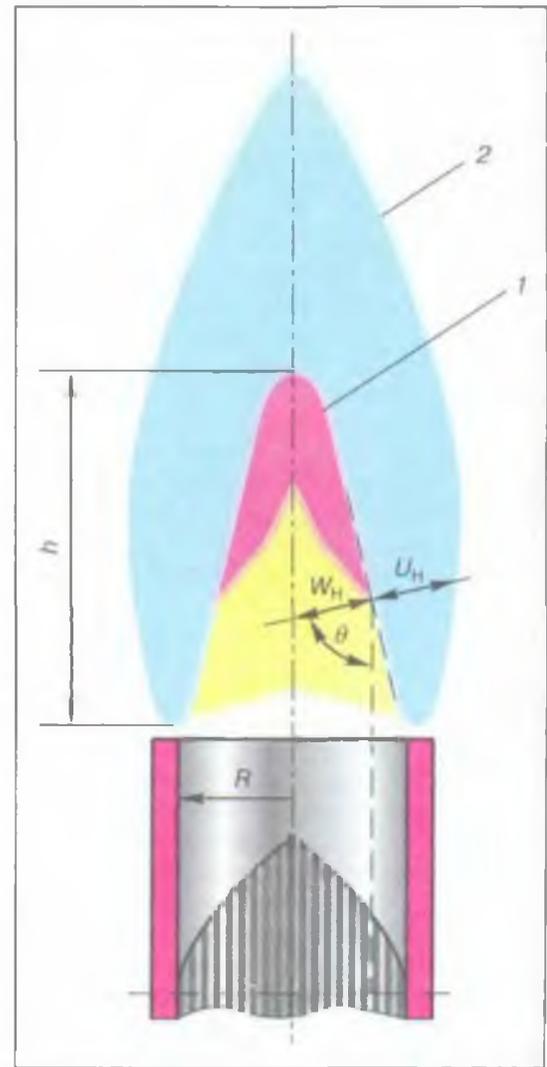


Схема пламени горелки Бунзена: 1 – внутренний конус пламени; 2 – наружный конус пламени; h – высота внутреннего конуса пламени; W_n – проекция скорости потока газовой среды на нормаль; θ – угол между фронтом пламени и осью горелки; R – внутренний радиус сопла горелки.

На практике макс. нормальную скорость распространения пламени ($U_{н\text{ макс}}$) необходимо знать, напр., для определения устойчивости пламени горелок, работающих на гомогенных горючих смесях, для решения вопросов *взаимозаменяемости* газов и др. Для водорода $U_{н\text{ макс}}$ (м/с) равна 2,67 (смесь H_2 42% об. и воздуха 58% об.), для CO — 0,42 (43 и 57), для CH_4 — 0,4 (10,5 и 89,5), для C_3H_8 — 0,38 (4,3 и 95,7) и C_3H_{10} — 0,37 (3,3 и 96,7). Для газокислородных смесей $U_{н}$ на порядок выше, чем для газозвоздушных.

При Г. в ламинарном потоке реакция идет в неподвижном фронте, к-рый остановлен в результате организованного встречного движения горючей смеси, со скоростью, равной $U_{н}$. На практике это осуществляется с помощью горелок. Примером остановленного фронта пламени является поверхность внутр. конуса горелки Бунзена (рис. на стр. 142). Боковая поверхность этого конуса (или фронт пламени), подвижная относительно огневой кромки канала горелки, движется по направлению к газозвоздушной смеси, вытекающей из горелки. Пламя в этом случае распространяется по нормали к поверхности воспламенения во всех ее точках. На поверхности конусного фронта пламени сохраняется равенство скоростей — проекции скорости потока газозвоздушной среды на нормаль $W_{н}$ к образующей конуса и нормальной скорости распространения пламени $U_{н}$ (т. н. закон Михельсона):

$$U_{н} = W_{\text{пот}} \cdot \cos \theta = W_{н},$$

где θ — угол между направлением потока и нормалью к поверхности конусного фронта пламени; $W_{\text{пот}}$ — ср. скорость потока газозвоздушной смеси, проходящей через горелку за единицу времени, м/с. Для приближенных расчетов применяется формула: $U_{н} = V_{\text{см}}/S$, где $U_{н}$ — усредненная нормальная скорость распространения пламени, м/с; $V_{\text{см}}$ — объем газозвоздушной смеси, проходящей через горелку, м³/с; S — площадь боковой поверхности конусного фронта пламени, м².

Г. в ламинарном потоке осуществляется в многочисл. инжекционных горелках (см. *Газогорелочные устройства*) бытового и коммунального газоиспользующего оборудования (газовые плиты, отопительные печи, секционные котлы с низкой тепловой мощностью и др.).

Г. газозвоздушной смеси в турбулентном потоке осуществляется в размытом, лишенном конусной формы, хаотично пульсирующем пламени. При этом наблюдаются характерные для данного вида Г. мелко- и крупномасштабные турбулентности.

При мелкомасштабной турбулентности, не превышающей зоны ламинарного Г., конусный фронт пламени сохраняется, толщина зоны Г. увеличивается. Если масштаб турбулентности начинает превышать толщину зоны нормального Г., конусный фронт пламени начинает искривляться, суммарная поверхность Г. увеличивается, вследствие чего возрастает

возможность одноврем. сжигания больших кол-в горючей смеси на единицу поперечного сечения потока.

При крупномасштабной турбулентности, значительно превышающей толщину зоны ламинарного Г., фронт пламени теряет целостность, разрывается и превращается в систему локальных очагов Г. Последние, в свою очередь, дробятся в последующими пульсациями и сгорают в потоке микрообъемов горючей смеси. При этом существенно возрастает поверхность и скорость распространения пламени. Происходит не только фронтное, но и объемное горение. Турбулентная скорость распространения пламени $U_{т}$ применительно к фронтной модели вычисляется по формуле:

$$U_{т} = U_{н} \sqrt{1 + B(w'/U_{н})^2},$$

где w' — ср. квадратич. скорость, зависящая от ср. скорости потока; B — безразмерный коэф., зависящий от физико-химич. свойств газа (ок. 1). Если w' значительно превышает $U_{н}$, то $U_{т}$ мало зависит от физико-химич. свойств горючей смеси (т. е. от $U_{н}$). Тогда:

$$U_{т} \approx w' \cdot \sqrt{B} \approx w'.$$

Одним из показателей качества конструкции газогорелочного устройства является устойчивость Г., зависящая как от скорости истечения газозвоздушной смеси, так и от скорости распространения пламени. На практике наблюдается срыв (отрыв) пламени от газогорелочного устройства и проскок его внутрь горелки. Оба явления недопустимы, т. к. приводят к аварийным ситуациям при эксплуатации газоиспользующего оборудования. Для расширения диапазона устойчивости горючих газозвоздушных смесей при рас-

чете и конструировании газогорелочных устройств скорость потока принимается в неск. раз большей, чем скорость отрыва пламени. Для предотвращения проскока пламени и распространения его по газопроводу применяют огнепреградители (охлаждаемый насадок газогорелочного устройства, вставка в газопровод участка, выполненный из медной трубы, и др.).

А. И. Плужников.

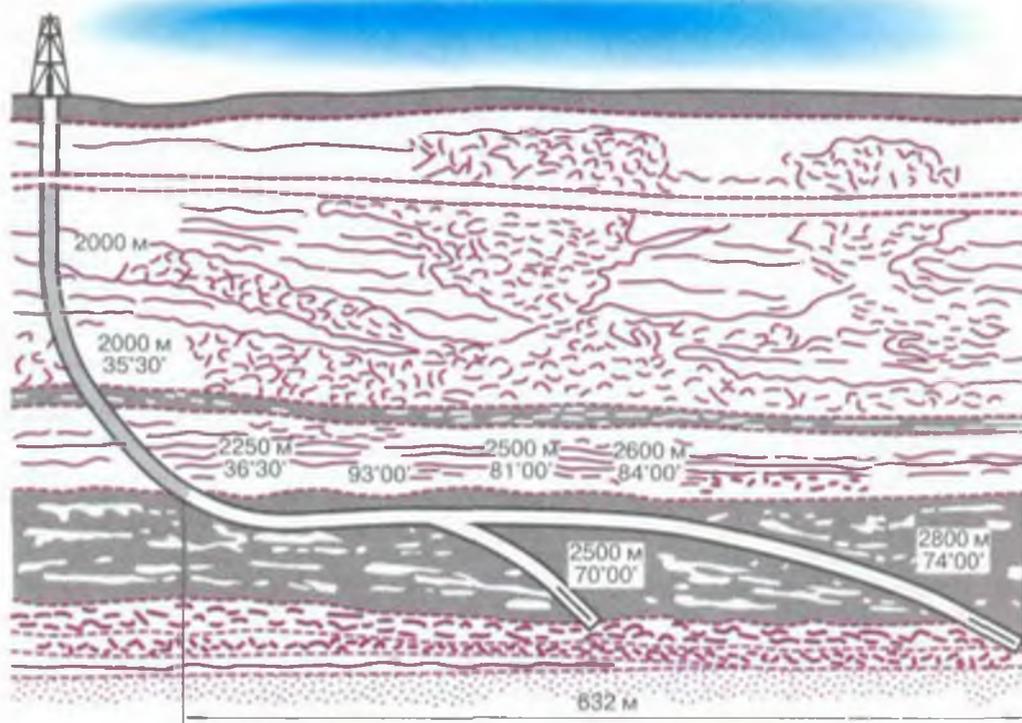
ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Горизонтальное бурение*.

ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ — вид *наклонно-направленного бурения* с горизонтальным окончанием ствола скважины. Разновидностью Г. б. является разветвленное горизонтальное бурение, когда из осн. горизонтального ствола бурятся еще неск. ответвлений в требуемых направлениях по разл. схемам (рис.).

Разбуривание газовых и нефтяных м-ний горизонтальными и особенно горизонтально-разветвленными скважинами является оптимальной системой разработки и ведет к повышению *продуктивности* скважин на поздней стадии эксплуатации.

При Г. б. увеличивается площадь фильтрации продуктивной толщи, снижается скорость поступления воды в процессе эксплуатации. Особенно эффективно Г. б. в низкопроницаемых коллекторах, а также *коллекторах* с вертикальной трещиноватостью.

Метод Г. б. впервые разработан в быв. СССР в нач. 1950-х гг. В 1950–60 под рук. А. М. Григоряна на Карташевском м-нии в Башкирии была сооружена первая разветвленно-горизонтальная скважина, где 80% всей проходки было пройдено непосредственно по продуктивному пласту. В 1961–78 были разработаны теоретич. положения бурения таких сква-



Разветвленно-горизонтальная скважина.

жии, эффективная технология их проводки и соответствующие технич. средства. Опыт эксплуатации горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин показал, что они обладают большими потенциальными возможностями для обеспечения наиболее полного извлечения из недр углеводородов, особенно там, где традиционные методы малоприменимы.

Вследствие огромной конкуренции на газовом и нефтяном рынке встает вопрос о резком снижении себестоимости добываемых углеводородов путем коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов. Такому требованию удовлетворяет разветвленное Г. б. Осн. направлением его применения становится возрождение старых м-ний и извлечение из них оставшихся запасов углеводородов, к-рые на нек-рых м-ниях составляют до 80% от начальных запасов.

Профиль горизонтальной скважины (ГС) состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка. ГС с большим радиусом кривизны (св. 190 м) могут быть реализованы при *кустовом бурении* на суше и на море, а также при бурении отд. скважин с большим отклонением от вертикали при длине горизонтального участка от 600 до 1500 м и более с интенсивностью искривления от 0,7 до 2° на 10 м проходки.

ГС со ср. радиусом кривизны (60–190 м) применяются при бурении одиночных скважин и для восстановления продуктивности *эксплуатационных газовых скважин*. При этом макс. интенсивность искривления скважин составляет 3–10° на 10 м проходки при длине горизонтального участка 450–900 м. ГС, выполненные по ср. радиусу, наиболее экономичны, т.к. имеют значительно меньшую длину ствола (по сравнению со скважиной с большим радиусом), а также обеспечивают более точное попадание ствола в заданную точку на поверхности продуктивного пласта, что особенно важно для разбуривания пластов малой толщины.

ГС с коротким радиусом искривления (10–30 м) успешно используются при разбуривании м-ний, находящихся на поздней стадии эксплуатации, а также для бурения ствола скважин из вырезанного участка эксплуатационной колонны. Профиль скважины с коротким радиусом искривления позволяет разместить насосное оборудование в вертикальном участке скважины и обеспечить наибольшую точность попадания ее ствола в заданную точку поверхности продуктивного пласта. При этом интенсивность искривления ГС составляет 1,1–2,5° на 1 м проходки при длине горизонтального участка 90–50 м. Проводка скважины с коротким и ультракоротким радиусом кривизны (<10 м) невозможна без спец. бурильных труб и инструмента.

Осн. целью бурения ГС является вскрытие продуктивного пласта продольным стволом. Поэтому проектирование ГС целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка. Эти пара-

метры зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его толщины и литологии, распределения горн. породы по твердости и устойчивости.

А. Г. Калинин.

ГОРНОЕ ДАВЛЕНИЕ – давление, создаваемое весом залегающих над м-нием пород:

$$P_r = 0,1\gamma_n L,$$

где P_r – горн. давление, кгс/см²; γ_n – ср. уд. вес горн. пород всех вышележащих пластов с учетом насыщающих их жидкостей (обычно 2,5 г/см³); L – глубина, считая от поверхности земли до точки пласта, в к-рой определяется Г. д.

Давление газа в газовой залежи, как правило, меньше Г. д.

Г. д. является одним из основных геодинамич. факторов, определяющих энергетич. потенциал сжатого газа, а также формы и качество проявления *геодинамических процессов при разработке месторождения*.

Разница между Г. д. (внешним) и *пластовым давлением* (внутрипоровым) наз. эффективным давлением (см. также ст. *Геодинамические явления*). Эффективное давление определяет напряжение в скелетах пород-коллекторов и деформацию насыщенных горн. пород. При уменьшении пластового давления при постоянном Г. д. эффективное давление увеличивается.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Зотов.

ГОРНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ, см. *Геомеханика*.

ГОРНЫЙ ОТВОД – геометризованный блок недр, к-рый предоставляется пользователю недр для разработки м-ний углеводородов, а также эксплуатации *подземных хранилищ газа* (ПХГ) и продуктов переработки углеводородов.

Документы, удостоверяющие Г. о., определяют его пространств. положение в плане, по глубине и являются составной частью *лицензии* на право пользования недрами. После выдачи лицензии предварительно устанавливаются границы Г. о. по согласованию с органами Госгортехнадзора России. Уточненные границы Г. о. устанавливаются после рассмотрения проекта разработки (технологич. проектные документы) м-ния углеводородов, прошедшего в установленном порядке согласование, экспертизу и утверждение. Документы, удостоверяющие уточненные границы Г. о., включаются в пакет лицензионных документов в качестве их неотъемлемой составной части. Уточненные границы Г. о. устанавливаются только на ту часть предоставленного в пользование участка недр, запасы углеводородов к-рого прошли гос. экспертизу. Границы Г. о. устанавливаются в целях обеспечения рационального использования и охраны недр при разработке м-ний углеводородов, а также водоносных структур, соляных пластов или иных непроницаемых геологич. образований, при их использовании для создания ПХГ.

При определении границ Г. о. учитываются контуры м-ния, положение участка стро-ва и эксплуатации подземных сооружений, границы безопасного ведения горн. работ, зоны охраны от вредного влияния горн. разработок и др. факторы, влияющие на состояние недр и земной поверхности в связи с процессом геологич. изучения и использования недр. Для ПХГ, создаваемых в водоносных структурах, границы Г. о. определяются аналогично, как и в случаях определения границ для м-ний. Для ПХГ, создаваемых в соляных пластах, границей Г. о. служат границы геометрич. тела, в к-рое вписываются камеры выщелачивания плюс не менее 5 м по вертикали и 25 м по горизонтали. В границы Г. о. включаются законтурные нагнетательные скважины, а также могут включаться наблюдательные или иные скважины, предусмотренные проектом разработки для контроля за рациональным использованием недр и влиянием работ на окружающую среду.

В состав документов, удостоверяющих уточненные границы Г. о., входят горноотводный акт и графич. приложение (копии топографич. плана с ведомостью координат угловых точек, структурные карты и разрезы).

При изъятии лицензии на пользование недрами или в случае прекращения в установленном порядке ее действия, а также при консервации или ликвидации предприятия по добыче углеводородов документы, удостоверяющие уточненные границы Г. о., возвращаются в выдавший их орган Госгортехнадзора России, туда же передается горно-отводный акт после оформления акта о консервации либо ликвидации организации.

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ природные – смеси углеводородов метанового ряда и неуглеводородных компонентов, встречающиеся в осадочном чехле земной коры в виде свободных скоплений, а также в растворенном (в нефти и *пластовых водах*), рассеянном (сорбированном породами) и твердом (в *газогидратных залежах*) состоянии. К осн. компонентам природных газов относятся *метан* и его гомологи – этан, пропан, бутаны. В составе газов также могут содержаться сероводород, *гелий*, оксид углерода, азот, *инертные газы*, иногда ртуть.

Этан при содержании в газе 3% и более, гелий при концентрации в *свободном газе* 0,05% и в растворенном в нефти газе 0,035%, а также сероводород при содержании 0,5% об. имеют пром. значение.

В России *этансодержащие газы* сосредоточены в осн. в отложениях ниж. мела и юры Зап. Сибири, перми и карбона Тимано-Печорского региона, перми, карбона и девона Урало-Поволжья, перми, триаса и кембрия Вост. Сибири, неогена пельфа Охотского м. *Сероводородсодержащие газы* выявлены в Урало-Поволжье и в Прикаспии, Тимано-Печорском регионе, Сев. Кавказе. Наиболее крупное – *Астраханское месторождение*, где концентрация сероводорода 25,7–26,3%. *Гелийсодержащие газы* сосредоточены в осн. в палеозойских отложениях Урало-Повол-

Таблица. Физические параметры природных горючих газов

Газы	Молекулярная масса	Плотность при 0 °С и давлении 0,1 МПа, кг/м ³	Темп-ра плавления при давлении 0,1 МПа, °С	Темп-ра кипения при давлении 0,1 МПа, °С	Критическая темп-ра, °С	Критическое давление, МПа
Метан	16,042	0,717	-182,5	-161,3	-82,4	4,63
Этан	30,068	1,355	-183,3	-88,6	32,2	4,87
Пропан	44,094	2,009	-187,5	-42,2	96,7	4,25
Изобутан	58,120	2,680	-145,0	-10,1	135	3,65
Нормальный бутан	58,120	2,701	-135,0	-0,5	152	3,80
Двуокись углерода	44,011	1,977	-56,6 (0,52 МПа)	194,67	31,1	7,38
Сероводород	34,082	1,536	-85,6	-212,81	100,4	9,01
Азот	28,016	1,250	-210	-77,35	-146,9	3,34
Гелий	4,003	0,178	-272,2 (2,6 МПа)	-268,9	-267,9	0,23

Для определения влажности газа применяют метод измерения темп-ры *точки росы*, электролитич. и абсорбционный методы. Содержание паров метанола и гликолей в газе устанавливают хроматич. методом.

По вопросу генезиса большинство исследователей придерживается органич. теории происхождения углеводородов, согласно к-рой, нефть и газ – продукты преобразования рассеянного в осадочных породах *органического вещества*. Считается, что газообразные углеводороды генерируются гл. обр. в процессе переработки т.п. гумусового и сапропелевого органич. вещества, накопление к-рого происходит преим. в прибрежно-морских и озерных условиях в песчано-алевролитовых осадках в слабовосстановительной и окислительной обстановках. В связи с этим угленосные и континентально-субугленосные формации, характеризующиеся наиболее высокими содержаниями в породах органич. вещества гумусовой природы, являются газопродуцирующими отложениями. Такими преим. газоносными отложениями являются сеноманские отложения на С. Зап. Сибири, угленосные толщи карбона Днепровско-Донецкой впадин., пермские отложения Северного м., угленосные породы басс. Аркома (США), субугленосные отложения во впадине Анадарко (США) и др. Образование Г.г. у земной поверхности и в недрах Земли происходит в результате биохимич. и химич. процессов. На самых ранних стадиях биохимич. превращения захороненного органич. вещества разл. типа на глуб. 1,5–4 км образуется в осн. метан. На этой глубине протекают процессы, связанные с химич. и термокаталитич. изменением органич. вещества. Ниже 5–6 км начинается газовая метановая зона, где газ генерируется в результате термокаталитич. процесса из органич. вещества сапропелевого и гумусового типов и из нефти.

Согласно неорганической, или абиогенной, теории, нефть и газ образуются в результате синтеза углерода и водорода в условиях высоких темп-р и давлений глубинных зон земной коры. Формиро-

вание газовых залежей происходит в результате миграции газа из материнских толщ и аккумуляции их в природных резервуарах. Подавляющее число залежей Г.г. связано с осадочными породами и приурочено к *природным резервуарам*, состоящим из *коллектора* и ограничивающих его пород-покрышек. К коллекторским относятся горн. породы, обладающие способностью вмещать жидкость или газ (пески, песчаники, алевролиты, трещиноватые известняки и доломиты и др.). Экранирующими породами являются глины, аргиллиты, соленосные отложения, реже плотные карбонатные породы. Залежи Г.г. чаще всего образуются в *ловушках* структурного типа, имеющих форму свода, а также могут быть связаны с ловушками литологич., стратиграфич. типов и приурочены к рифам. Сводовые залежи приурочены к антиклинальным складкам, литологические – к областям изменения физич. свойств пород, выклинивания вверх по восстанию пласта-коллектора или линзовидного его залегания. Стратиграфич. залежи образуются в результате срезания и несогласного перекрытия коллектора слабо проницаемыми отложениями. Г.г. в газовых залежах находятся под *пластовым давлением*, к-рое создается давлением вышележащих горн. пород и напором пластовых вод. В большинстве случаев пластовое давление соответствует *гидростатическому давлению*, т.е. давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Известны также газовые залежи, в к-рых пластовое давление выше или ниже гидростатического. Залежи с *аномально высокими пластовыми давлениями* наиболее часто приурочены к глубоким горизонтам, а также к толщам, сложенным пластичными глинами.

Поисково-разведочные работы на Г.г. включают выявление залежей, подсчет запасов и подготовку их к разработке. Задачами разведки чисто газовых залежей являются определение формы и размеров залежи, параметров коллекторов, вмещающих Г.г., эксплуатационные характеристики. Задачей разведки газовых залежей с *нефтяной ото-*

жья и Прикаспия (*Оренбургское месторождение*, Астраханское м-ние и др.), а также в вендских и кембрийских отложениях Вост. Сибири и Дальнего Востока.

Важнейшими параметрами газа являются: мол. масса, *плотность в стандартных условиях*, относительная плотность по воздуху, критич. темп-ра и давление (см. *Критическое состояние*), коэф. сжимаемости, объемный коэф., вязкость, *теплота сгорания* (табл.).

Для оценки товарных характеристик, выбора направлений рационального использования добываемого газа и выбора технологич. процессов *промышленной обработки* и переработки природных газов на *газоперерабатывающих заводах* производится их анализ, определяющий компонентный состав газа (содержание метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов, ароматич. углеводородов, двуокиси углерода, азота, гелия, неона, водорода); содержание сероводорода, меркаптанов и др. соединений серы; его теплоту сгорания, плотность; *влажность*; содержание примесей, вносимых в газ в процессе его добычи и обработки (пары метанола, гликолей).

Компонентный состав газов определяется хроматографич. методом. Для разделения углеводородов и двуокиси углерода используют способ газожидкостной хроматографии. Для выявления азота, кислорода, гелия, водорода, неона и легких углеводородов (метан, этан) применяют адсорбционную хроматографию. Разделение производят на цеолитах, активиров. угле, алюмогеле и др. При хроматографич. анализе природных газов используют детекторы по теплопроводности, а углеводородных компонентов, содержащихся в малых кол-вах, – детекторы ионизации в водородном пламени. Содержание сероводорода и меркаптанов определяется химич. методом: сероводород поглощается из газа раствором подкисленного хлористого кадмия, а меркаптаны – раствором подщелочного хлористого кадмия с последующим иодометрич. анализом образовавшихся сульфида и меркаптида кадмия в поглотительных растворах. Общая органич. сера определяется ламповым анализом, теплота сгорания газов – сжиганием газа в проточных калориметрах, в калориметрич. бомбе или расчетом по химич. составу газа. В проточных калориметрах теплоту сгорания устанавливают измерением выделяемого тепла при полном сгорании определенного кол-ва газа, поглощаемого непрерывно протекающим потоком воды; в калориметрич. бомбе – путем сжигания в кислороде определенного объема газа, определения кол-ва тепла, выделяющегося при сгорании газа, измерением приращающейся темп-ры воды. Оценка теплоты сгорания по химич. составу газа производится по величинам теплоты сгорания чистых компонентов газовой смеси и их процентного содержания в газе. Плотность газа устанавливается весовым пикнометрич. анализом, методом расчета по химич. составу газа и автоматич. приборами – плотномерами разл. типов.

рочкой является также установление пром. значения газовой и нефтяной части. Методы разведки предусматривают определение положения контактов залежей, их наклона, смещения, применение опытно-пром. эксплуатации, подсчет запасов газа объемным методом и по методу надения пластмассового давления и др.

Добыча Г.г. включает извлечение газов из недр (см. *Разработка месторождений*), сбор газа, учет и подготовку газа к транспортировке, а также эксплуатацию скважин и наземного оборудования. Разработку газового м-ния осуществляет *газовый промысел*, к-рый представляет собой сложное, размещенное на большой территории производств. предприятие. Особенность добычи Г.г. из недр по сравнению с добычей твердых полезных ископаемых состоит в том, что весь путь газа от пласта до потребителя герметизирован. Перед транспортировкой Г.г. к местам потребления их подвергают переработке (см. *Очистка, осушка природного газа*).

Транспорт Г.г. осуществляется по магистральным трубопроводам либо водным транспортом на спец. танкерах. Газопроводы России объединены в *Единую систему газоснабжения*, к-рая обеспечивает высокую надежность подачи газа потребителю (см. в ст. *Газотранспортная система*).

О ресурсах природного газа см. в ст. *Газовые ресурсы*. В. И. Старосельский.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ Мин-ва природных ресурсов РФ (ГКЗ) — осуществляет гос. экспертизу запасов полезных ископаемых по результатам геологич. изучения и оценки м-ния и определение достоверности, кол-ва и качества разведанных запасов, пром. значения м-ний.

В соответствии с Законом «О недрах» 1992 (с последующими изменениями) ГКЗ в своей деятельности руководствуется постановлениями и распоряжениями правительства, приказами мин-ва и «Положением о порядке проведения гос. экспертизы полезных ископаемых, геологической и экономической информации о представляемых в пользование участков недр».

Предмет деятельности ГКЗ — оценка полноты изучения всех геологич. условий залегания м-ний, а также характеристик участков недр, предоставляемых для использования в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, и их пригодность для этих целей. ГКЗ устанавливает предельные значения параметров (коэффициентов) для подсчета запасов, коэф. извлечения нефти и *коэффициент извлечения конденсата*, обеспечивающих наиболее полную отработку запасов м-ний на рациональной экономич. и экологич. основе. Кроме того, ГКЗ рассматривает материалы по переоценке запасов, утративших свое пром. значение или не подтвердившихся при эксплуатационных работах, подготавливает рекомендации по условиям *лицензирования недропользования*, разрабатывает нормативные до-

кументы, регламентирующие содержание и порядок представления на гос. экспертизу информации о разведанных запасах, осуществляет методич. рук-во территориальными комиссиями по запасам (ТКЗ). В. В. Аленин.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ЗАПАСОВ полезных ископаемых — проводится в целях создания условий для рационального комплекса использования недр, определения платы за их пользование, границ участков недр, предоставляемых в пользование. Гос. экспертизе подлежат запасы разведанных м-ний. Г.э.з. проводится в соответствии с Законом «О недрах» 1992 (с последующими изменениями).

Предоставление недр в пользование для добычи полезных ископаемых разрешается только после проведения Г.э.з. Заключение гос. экспертизы о пром. значимости разведанных запасов (см. в ст. *Запасы*) является основанием для их постановки на гос. учет.

Г.э.з. может проводиться на любой стадии геологич. изучения м-ния при условии, если представляемые на гос. экспертизу геологич. материалы позволяют дать объективную оценку кол-ва и качества запасов, их народно-хозяйств. значения, горно-технич., гидрогеологич., экологич. и др. условий добычи.

Гос. экспертизе подлежит также геологич. информация об участках недр, пригодных для стр-ва и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой м-ний. Предоставление таких участков недр в пользование разрешается только после проведения гос. экспертизы геологич. информации.

Г.э.з., геологич., экономич. и экологич. информации о предоставляемых в пользование участках недр осуществляется специально уполномоченными гос. органами РФ и ее субъектов в порядке, установленном правительством.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ФОНД НЕДР — используемые участки, представляющие собой геометризов. блоки недр, и неиспользуемые части недр в пределах территории Рос. Федерации и ее континентального шельфа.

Владение, пользование и распоряжение Г.ф.н. осуществляются совместно Рос. Федерацией и ее субъектами в соответствии с Законом «О недрах» 1992 (с последующими изменениями). Федеральные органы и органы исполнительной власти субъектов РФ утверждают программы геологич. изучения недр, воспроиз-ва минерально-сырьевой базы и рационального использования недр, по предоставлению федерального органа Г.ф.н. и под контролем органов представительной власти решают вопросы *недропользования*, охраны недр и охраны окружающей среды.

Для гарантий обеспечения гос. потребностей Рос. Федерации стратегич. и дефицитными видами ресурсов недр, наличие к-рых влияет на нац. безопасность, обеспечивает основы ее суверенитета, а также для выполнения обязательств по

междунар. договорам отд. участки недр (в т.ч. содержащие полезные ископаемые) могут получать статус объектов федерального значения. Часть м-ний федерального значения (в т.ч. освоенных и подготовленных к добыче полезных ископаемых) включается в федеральный фонд резервных м-ний. Порядок отнесения участков недр к объектам федерального значения (в т.ч. к федеральному фонду резервных м-ний), условия пользования ими, а также порядок их отнесения к федеральной собственности устанавливается федеральными законами.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ — часть гос. правоприменительной деятельности по реализации экологич. права, заключающаяся в проверке соблюдения экологич. требований и выполнения природоохранных мероприятий

предприятиями, учреждениями, организациями и гражданами в процессе хозяйств. или иной деятельности, сопряженной с воздействиями на окружающую среду. Гл. направления Г.э.к.: *экологический мониторинг; экологическая экспертиза; инспекционный контроль* — проверка соблюдения экологич. требований и выполнения природоохранных мероприятий действующими предприятиями, учреждениями, организациями и гражданами в процессе природопользования или иной деятельности, сопряженной с воздействием на окружающую природную среду. Инспекционный экологич. контроль осуществляется органами исполнительной власти РФ, ее субъектов, а также органами местного самоуправления. Для осуществления инспекционного контроля образуются специально уполномоченные органы или специализированные подразделения. В соответствии с Законом «Об охране окружающей природной среды» 1992 (с последующими изменениями) должностные лица гос. органов, наделенные статусом инспекторов экологич. контроля, имеют право в установленном порядке посещать предприятия, учреждения, организации независимо от форм собственности и подчинения, знакомиться с документами, результатами анализов, иными материалами, необходимыми для выполнения их служебных обязанностей; проверять работу *очистных сооружений* и других обезвреживающих устройств, средств их контроля, соблюдения нормативов качества окружающей среды, природоохранного законодательства, выполнение планов и мероприятий по охране окружающей природной среды; выдавать разрешение на право *выброса*, сброса, размещения вредных веществ; устанавливать по согласованию с органами санитарно-эпидемиологич. надзора нормативы выбросов, сбросов вредных веществ стационарными источниками загрязнения окружающей природной среды; назначать гос. экологич. экспертизу, обеспечивать контроль за выполнением ее заключений; требовать устранения выявленных недостатков, давать в пределах предоставленных прав указания или заключения по размещению, проектированию, стр-ву, рекон-

струкции, вводу в эксплуатацию, эксплуатации объектов; привлекать в установленном порядке виновных лиц к адм. ответственности, направлять материалы о привлечении их к дисциплинарной, адм. или уголовной ответственности, предъявлять иски в суд или арбитражный суд о возмещении вреда, причиненного окружающей природной среде или здоровью человека нарушениями природоохранного законодательства; принимать решения об ограничении, приостановлении, прекращении работы предприятий, сооружений, иных объектов и любой деятельности, причиняющей вред окружающей природной среде и несущей потенциальную опасность для здоровья человека. Указанные решения обязательны для исполнения всеми мин-вами и ведомствами, предприятиями, учреждениями, организациями, должностными лицами и гражданами.

Л. В. Шарихина.

ГРАВИЙНО-НАМЫВНОЙ ФИЛЬТР, см. в ст. *Конструкция скважины на ПХГ*.

ГРАВИМЕТРИЧЕСКАЯ РАЗВÉДКА, гравиразведка, – геофизич. метод, основанный на изучении естеств. поля силы тяжести на земной поверхности. Информация об элементах этого поля позволяет по распределению в земной коре геологич. тел разл. плотности устанавливать глубинное строение изучаемых площадей. Один из методов *разведочной геофизики*.

Физич. основой метода является закон всемирного тяготения И. Ньютона, в соответствии с к-рым разные по плотности горн. породы создают различные изменения в гравитационном поле. Горн. породы имеют определенные и устойчивые плотностные характеристики, определенные сочетания к-рых создают характерные гравитационные поля. Гравитационное поле характеризуется силой тяжести – мо-

дулем напряженности гравитационного поля (ΔG ; мГл) и вторыми производными потенциалами силы тяжести ($\Delta G''$).

Г. р. включает гравиметрич. съемку и интерпретацию выявленных аномалий. Результатом работы является гравиметрич. модель изучаемого объекта в виде разл. профилей и карт. Гравиметрич. измерения привязываются к гос. сети опорных гравиметрич. пунктов.

При Г. р. рассчитывают аномалии Буге и Фая. Для разделения аномалий силы тяжести, вызываемых источниками различной геологич. природы, производятся их трансформации, при к-рых происходит частотная фильтрация исходного гравитационного поля. Пересчетом аномалий силы тяжести на высоту подчеркиваются низкочастотные составляющие, пересчетом на глубину – высокочастотные. Вычислением производных от аномалий силы тяжести (напр., вертикального градиента) отделяются низкочастотные составляющие. Интерпретация аномалий силы тяжести заканчивается построением модели плотностной неоднородности земной коры (рис.). Параметры модели (глубина, форма, плотность аномалеобразующего объекта) определяют аналитич. методом либо методом подбора. Построение гравиметрич. модели геологич. объектов используется для определения дальнейших направлений *геологоразведочных работ*.

Гравиразведка применяется в осн. для изучения регионального глубинного строения земной коры, геологич. картирования, поисков крупных структур, перспективных на нефть и газ.

При региональных исследованиях гравиразведка решает задачи тектонич., литолого-петрографич. районирования и геологич. картирования территорий, со-

ставления схем прогноза нефтегазоносности и т. п.

Детальная гравиразведка применяется для выявления зон структурного разуплотнения пород, прослеживания зон разломов и трещиноватости, к-рые могут быть перспективными в отношении нефтегазоносности, для выявления и прослеживания локальных структур и гравиметрически характерных зон, для определения глубин, формы и размеров геологич. объектов.

Сила тяжести измеряется статич., баллистич. и маятниковыми гравиметрами; вторые производные потенциалов силы тяжести – гравитационными вариометрами. Измерения силы тяжести проводятся на земной поверхности, на дне водоемов, на бортах подводных и надводных судов, самолетов и вертолетов. Точность измерения гравиметров $\pm 0,02-0,03$ мГл.

В. Г. Фоменко.

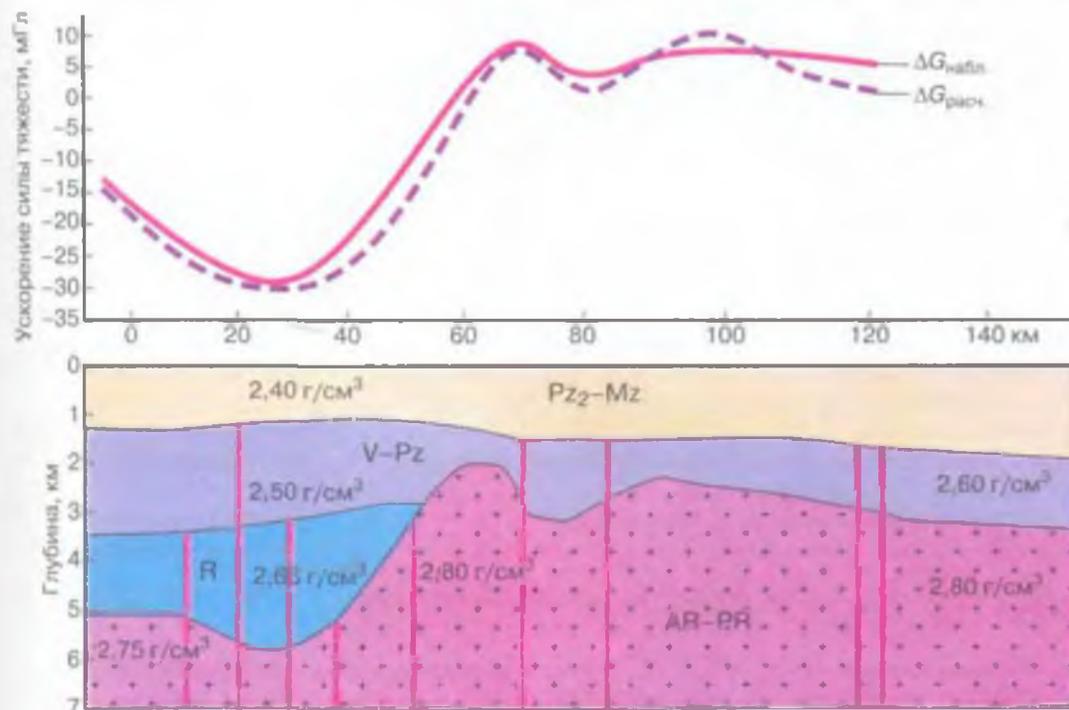
ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД определения скорости коррозии – стандартный метод, основанный на измерении разности массы контрольных металлич. образцов с известной величиной поверхности до и после экспозиции в коррозионной среде. Ограничением метода является то, что он характеризует усредненную *скорость коррозии* образцов за время испытаний без учета неравномерности коррозии. Применяется в лабораторных и пром. условиях с целью *коррозионного контроля* и оценки защитного действия противокоррозионной защиты, в частности, *ингибиторов коррозии*. Преимущество метода – его простота и возможность прямого сопоставления результатов, полученных в лабораторных и пром. условиях.

При использовании метода следует учитывать, что условия протекания коррозионных процессов на оборудовании и на образцах, в него помещенных, даже в случае изготовления из одного и того же материала, не являются идентичными из-за разл. состояния поверхности и гидродинамич. условий, а также проявлений масштабного фактора (напр., возможности работы коррозионных макропар).

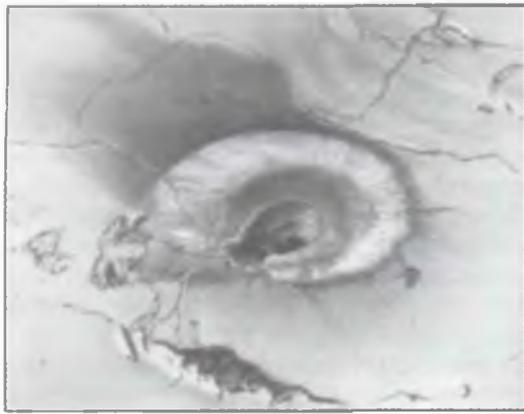
Ю. И. Куделин.

ГРАВИРАЗВÉДКА, см. *Гравиметрическая разведка*.

ГРИФОН – внезапный прорыв на поверхность флюида (чаще всего газа), движущегося под большим давлением по затрубному пространству буровой скважины. Возникает вследствие нарушения природного гидродинамич. равновесия в результате нагнетания теплоносителя под давлением, близким к *горному давлению*, при эксплуатации м-ний нефти и газа, подземной выплавке серы. Г. сопровождается образованием кратеров, диаметр воронки к-рых иногда достигает неск. десятков и даже сотен м (рис.). Иногда вокруг скважины, находящейся в аварийном состоянии, возникает несколько Г. Часто Г. сопровождаются пожарами. Борьба с Г. состоит в герметизации путей движения флюида *глушением скважины* разл. методами с последующим тампонированием. Часто борьба с Г.



Фрагмент глубинного геолого-геофизического разреза Московской синеклизы по данным гравиразведки: возраст пород Pz₂-Mz – верхнепалеозойско-мезозойский; V-Pz₁ – венд-нижнепалеозойский; R – рифейский; AR-PR – архей-протерозойский; $\Delta G_{набл}$ – кривая дифференциации силы тяжести наблюдаемая; $\Delta G_{расч}$ – то же, расчетная; г/см³ – плотность горных пород.

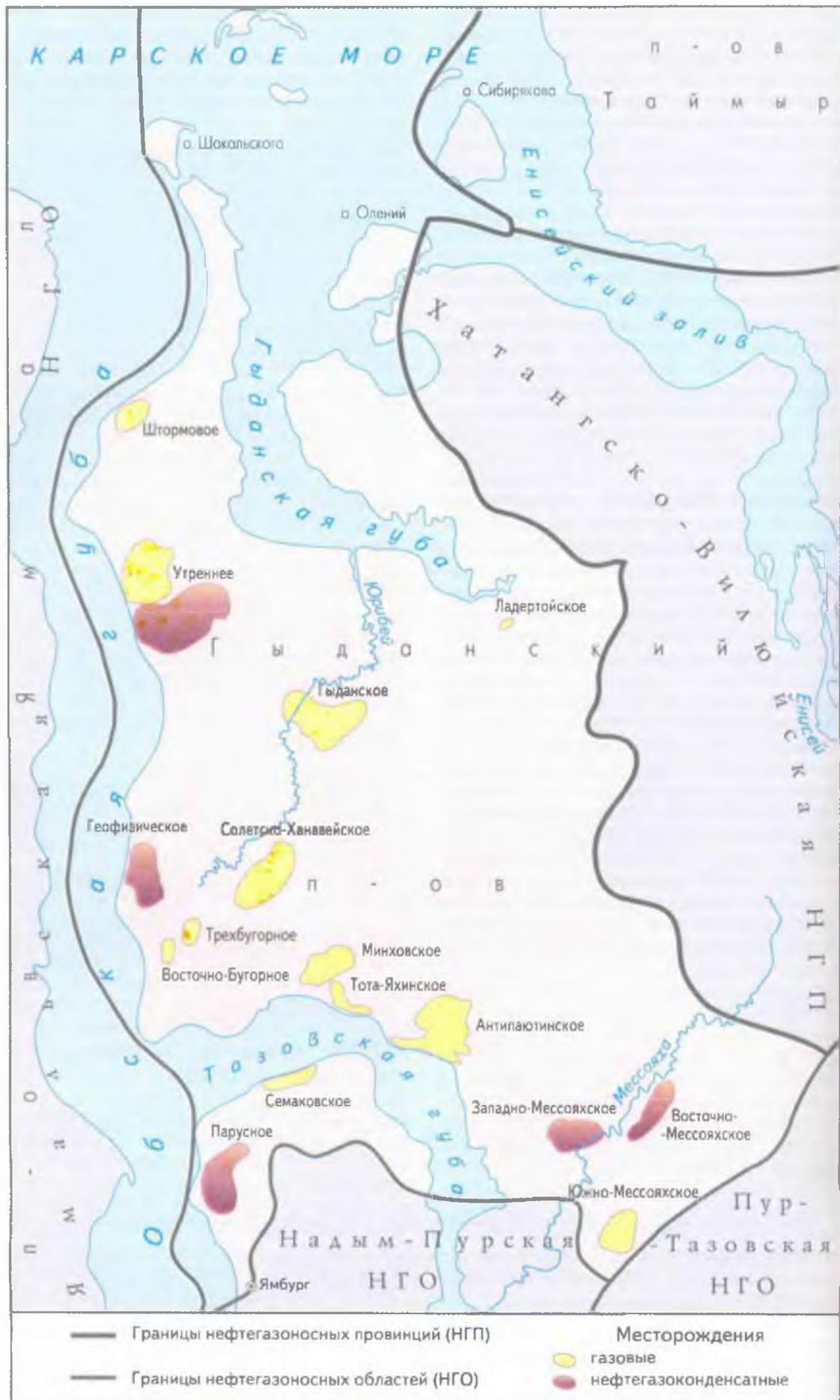


Стадии развития грифона.

сопровождается ликвидацией скважины. Особенно сложны ликвидационные работы в акваториях.

ГУБКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 60 км в Ю.-З. от пос. Тарко-Сале. Входит в *Западную Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1965 (газ), в 1986 (нефть). Разрабатывается с 1999 (газовая залежь).

М-ние приурочено к одноименной структуре Пурнейского вала, расположенного в вост. части Северного свода. По кровле сеноманских отложений верх. мела м-ние представляет собой брахиантиклиналь размером 64 × 14 км и амплитудой 115 м, осложнено 3 куполами. Осн. запасы газа приурочены к сеноманской залежи на глуб. 747–780 м, площадь к-рой 7578,8 км². Коллекторами являются чередующиеся прослои песчаников, песков, алевролитов, аргиллитов и глин. Толщина коллекторов 17–39 м, пористость 33–35%, ср. проницаемость 1,29 мкм², коэф. газонасыщенности 0,63–0,73. Де-



Гыданская нефтегазоносная область.

биты газа 250–450 тыс. м³/сут. Газовая залежь массивная, водоплавающая. ГВК проводится на абс. отметках от –722 до –733 м, высота 115 м. Пластовое давление 76,1 МПа, тем-ра 22 °С. Состав газа (в %): метан 98,47; этан 0,16; пропан 0,02; углекислый газ 0,53; азот 0,82. На-

чальные разведанные запасы газа сеноманских залежей оценены в 399,1 млрд. м³.

На глуб. 1167–3317 м выявлено более 40 залежей нефти и газа в терригенных отложениях ниж. мела, ачимовской толщи (берриас – валанжин ниж. мела) и верх. юры. Плотность нефти 780–928 кг/м³,

вязкость 0,79–2,27 МПа·с, содержание серы 0,17–0,44%, конденсата в газе – 135–166 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 379,8 млрд. м³, категории С₂ – 22,0 млрд. м³, накопленная добыча газа 34,3 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

ГЫДАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ – расположена на одноименном полуострове в пределах Ямало-Ненецкого авт. округа, в сев. части *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*. Освоение ресурсов углеводородов началось в кон. 70-х гг. 20 в. Площадь перспективных земель в пределах суши составляет ок. 47 тыс. км².

На нач. 2000 открыто 12 м-ний; из них 5 газовых, 5 газоконденсатных и 2 газоконденсатно-нефтяных (рис.). Пром. скопления углеводородов обнаружены в стратиграфическом диапазоне от кровли сеномана (верх. мел) до горизонта Ю₂ в кровле ср. юры. Суммарные разведанные запасы газа составляют 1,02 трлн. м³, открытые запасы – 1,7 трлн. м³, в т. ч. в альб-сеноманских залежах 0,4, в аптских (горизонты ТП₁–ТП₁₀) – 0,6, в неокомских – 0,7 трлн. м³, в породах юры открыта одна газоконденсатная залежь на Геофизическом м-нии (4 млрд. м³).

Запасы крупнейшего в области Утреннего м-ния (0,8 трлн. м³) находятся в 34 *продуктивных горизонтах* от ПК₁ (сеноман) до БГ₈ (низы неокома) на 3 локальных куполах. Крупнейшая газовая залежь открыта в кровле сеноманских пород Антипаютинского м-ния (145 млрд. м³). Площади Геофизического, Тотяхинского и Антипаютинского м-ний продолжают в Тазовскую и Обскую губы Карского м. Скопления нефти в подгазовых залежах открыты на Геофизическом и Утреннем месторождениях в горизонтах ТП₁₇–ТП₂₄⁰ и имеют небольшие запасы.

Альб-сеноманский газоносный комплекс залегает на глубине от 600 до 1800 м и в области современных геотемператур от 14 до 42 °С. В связи с низкой преобразованностью органич. вещества во вмещающих материнских породах (буроугольная стадия) в продуктивных альбских и сеноманских горизонтах сформировались залежи сухого бесконденсатного газа.

Вследствие древности фундамента в Гыданской области относительно мало напряженным является и геотермополе в осадочном чехле. Средние величины геотермоградиентов в интервале пород от подошвы *многолетней мерзлоты* до ср. юры составляют 2,9–3,3 °С/100 м. Верх-

няя граница конденсатно-газовой зоны проходит в интервале горизонтов ТП₁₃–ТП₁₆ в зависимости от конкретных термомглубинных условий. В вышележащих горизонтах танопчинской свиты содержание жидких углеводородов в газе незначительно (единицы г/м³ нефтевого конденсата). «Всплеск» конденсатосодержания приурочен к узкому диапазону геотемператур (52–56 °С). Фоновые содержания *стабильного конденсата* в неокомских залежах составляют 92–155 г/м³ (минимальные среди одновозрастных залежей других областей С. Западно-Сибирской провинции).

Газоконденсатные с *нефтяными оторочками* залежи выявлены на Утреннем (горизонты ТП₂₂, ТП₂₃ и ТП₂₄⁰) и Геофизическом (ТП₁₇) м-ниях. Неокомские газоконденсатно-нефтяные залежи – пластовые сводовые, массивные и литологически экранированные.

Сеноманские залежи газа пластово-массивные, в нижележащих горизонтах – пластовые сводовые, часто литологически экранированные.

На нач. 1993 начальные потенциальные ресурсы газа на суше оценены в 9,7 трлн. м³. Перспективы газоносности Г. н. о. связаны с нижнемеловыми и юрскими породами в ее центр., вост. и сев.-вост. районах. В. А. Скоробогатов.

Д

ДАВЛЕНИЕ ЗАБРАСЫВАНИЯ – минимальное пластовое давление, к-рое еще обеспечивает рентабельность поставок газа в *магистральный газопровод* с помощью *дожимных компрессорных станций* (ДКС).

На поздних стадиях *разработки месторождения* природных газов снижающееся *пластовое давление* достигает такой величины, когда при еще рентабельных дебитах скважин (см. ст. *Дебит*) давление на приеме ДКС уменьшается до такого уровня, что дальнейшее увеличение *степени сжатия* газа на компрессорах ДКС становится нерентабельным.

Рентабельность в данном случае определяется как давлениями в *газотранспортной системе* (обычно 5,0–7,5 МПа), так и экономич. показателями: стоимостью эксплуатационных затрат на добычу газа и его *компримирование*, отпускной ценой на газ.

Если м-ние расположено в районах с развитой пром. инфраструктурой (напр., в Поволжье, на Сев. Кавказе), то низконапорный газ подавался напрямую местным потребителям. Для м-ний Сев. Кавказа Д.з. оценивалось в 1,1–1,2 МПа. При этом фактически достигнутая макс. степень сжатия (1977) на ДКС Северо-Ставропольского газового м-ния составляла 17.

Если м-ния расположены в удаленных от потребителей районах, то для них макс. степени сжатия на ДКС иные. Напр., фактически достигнутые макс. степени сжатия (1979) на ДКС Газлинского м-ния (Узбекистан) составили 11, а Д.з. оценивалось в 1,2–1,5 МПа.

Проблема установления оптимальных величин Д.з. актуальна для гигантских сеноманских залежей газа Зап. Сибири (*Медвежье месторождение, Уренгойское месторождение, Ямбургское месторождение* и др.). В этих залежах остаточные запасы низконапорного газа при Д.з. оцениваются в 5–7 трлн. м³.

При существующих ДКС макс. рентабельные степени сжатия оцениваются величиной порядка 7 (3 степени сжатия 1,44 × 2,2 × 2,2), Д.з. 1,5–2 МПа, давление на устье скважины 1 МПа. При использовании, напр., винтовых компрессоров макс. рентабельные степени сжатия могли бы быть увеличены до 10 (8 ступеней сжатия), *устьевое давление* до 0,5 МПа, Д.з. до 1,0–1,2 МПа.

В практике газовой пром-сти США при оценке Д.з. используются корреляционные соотношения:

$$P_k = 3,4 + 0,0111L;$$

$$P_k = 0,05P_0 + 8,16;$$

$$P_k = 0,12P_0 + 5,24,$$

где P_k – давление забрасывания, кгс/см²; P_0 – начальное пластовое давление,

кгс/см²; L – глубина залегания месторождения, м.

Лит.: Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата (под ред. Ю. П. Коротаева и Р. Д. Маргулова), т. 1–2, М., 1984; Коротаев Ю. П., Ширковский А. И., Добыча, транспорт и подземное хранение газа, М., 1984; Гвоздев Б. П. и др., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1988. *Г. А. Зотов.*

ДАВЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ пластового газа – равновесный параметр *фазовых переходов* пластовой газоконденсатной системы, при к-ром прекращается процесс конденсации и при дальнейшем снижении *пластового давления* происходит испарение выпавшего в пласте *нестабильного конденсата*.

Известна зависимость Д.м.к. от молярной доли фракции C_5H_{12+} в *пластовом газе* и массовой доли метановых углеводородов в групповом составе конденсата. Для пластовых газов с малым содержанием C_5H_{12+} Д.м.к. находится в пределах 6–6,5 МПа, при больших (св. 4%) – превышает 10 МПа. Чем выше содержание парафиновых углеводородов, тем ниже Д.м.к. при одинаковых значениях *потенциального содержания конденсата*.

Д.м.к. определяется экспериментально на *установках фазового равновесия PVT*. Является важным параметром при транспортировке газа по *магистральным газопроводам*. Для газопроводов с давлением 7,5 МПа *подготовку газа к транспорту* проводят при давлениях 8–11,5 МПа, что превышает для нек-рых пластовых газов Д.м.к. В этом случае при снижении давления газа ниже Д.м.к. будет происходить дополнительная конденсация углеводородов. *И. А. Гриценко.*

ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ – давление (Па), под к-рым находится растворенный в нефти или воде газ. Контролирует наличие *газовой шапки* (при Д.н., равном *пластовому давлению*) или ее появление при снижении пластового давления в процессе разработки.

ДАВЛЕНИЕ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ – давление, после к-рого из газовой фазы начинает выделяться (конденсироваться) жидкость. Однофазное состояние газоконденсатных систем в пластовых условиях контролируется величиной Д.н.к. Различают газоконденсатные залежи, находящиеся в состоянии насыщения жидкими углеводородами, когда *пластовое давление* ($P_{пл}$) примерно равно Д.н.к. ($P_{нк}$), и в ненасыщенном состоянии – $P_{пл} > P_{нк}$. К 1-й группе относятся газоконденсатные залежи с нефтяными

оторочками при условии наличия термодинамич. связи между жидкой и газовой частью залежи, ко 2-й – значительное кол-во залежей без *нефтяных оторочек*, особенно в зонах *аномально высоких пластовых давлений*. Разница между начальным пластовым давлением и Д.н.к. может достигать 50% (напр., на Усть-Лабинском м-нии на Сев. Кавказе $P_{пл}$ равно 34 МПа, а $P_{нк}$ – 16 МПа). Д.н.к. зависит от состава конденсата. Определяется экспериментально на *установках фазового равновесия PVT*. Используется для выбора метода разработки газоконденсатного м-ния. *И. А. Гриценко.*

ДАЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА – единая технологич. система для транспортирования больших кол-в природного газа из р-на добычи или произ-ва к пунктам потребления; достигает протяженности в неск. тыс. км. Включает *установки комплексной подготовки газа* к дальнему транспорту (УКПГ), *магистральный газопровод, газораспределительные станции и газораспределительные сети*, объекты использования газа. На УКПГ газ очищают от твердых и жидких механич. примесей, осушают, одорируют и снижают его давление (до расчетного на входе в магистральный газопровод). Подготовленный к дальнему транспорту газ поступает в магистральный газопровод. *Линейная часть* газопровода включает непосредственно трубопровод, линейную запорную арматуру, *переходы* через водные преграды, каналы, дороги и т.д., станции катодной и дренажной защиты (см. в ст. *Катодная защита, Дренажная защита*), системы контроля, телемеханики и объекты ремонтно-эксплуатационной службы. Удовлетворение потребностей в газе населенных пунктов, расположенных вблизи трассы магистрального газопровода, осуществляется при помощи проложенных от него ответвлений (трубы меньшего диаметра). Для обеспечения расчетной пропускной способности газопровода вдоль трассы на расстоянии 90–150 км располагают *компрессорные станции*. Здесь давление газа повышается, проводятся его дополнительная очистка и охлаждение. На конечном пункте магистрального газопровода газ поступает в газораспределительную станцию, где его также очищают, одорируют, измеряют проходящий объем и направляют потребителю. Для компенсации сезонной неравномерности газопотребления используют *подземные хранилища газа*, хранилища сжиженных углеводородных газов и специально подобранные потребители-регуляторы (буферные потребители),

к-рые в зимнее время года работают на др. виде топлива.

Режимы системы Д. т. г. в связи с неравномерным потреблением газа на трассе магистрального газопровода и в его конечном пункте являются нестационарными. Осн. задачи, возникающие при ее эксплуатации, — повышение пропускной способности, снижение энергетич. затрат, стабилизация и оптимизация режимов работы системы. С этой целью определяют баланс и кол-во перекачиваемого газа, коэф. гидравлич. сопротивления, зоны возможного гидратообразования, фактич. мощность компрессорной станции и др. При проектировании систем Д. т. г. для выбранного оптимального варианта трассы заданной длины и пропускной способности газопровода определяют диаметр и толщину стенки трубопровода, расстояние между компрессорными станциями, а также режимы их работы и линейной части газопровода.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ДВУХМЕРНЫЕ МЕТОДЫ сейсморазведки, см. в ст. *Сейсмическая разведка*.

ДЕБИТ (от франц. débit — сбыт, расход) скважины — кол-во газа или жидкости, поступающее из вскрытого скважиной пласта в единицу времени. Измеряется в объемных (газ — тыс. м³/сут; жидкость — м³/сут) либо массовых (жидкость — т/сут) величинах.

Д. газа на скважинах измеряются спец. диафрагменными измерителями, к-рые подразделяются на два типа: диафрагменный измеритель критич. течения (ДИКТ, пружер) — используется при испытании газовых скважин с выпуском газа в атмосферу; диафрагменные измерители расхода газа — используются при работе скважин в газопровод.

Д. скважины характеризует производительность скважины или ее *добычные возможности* (текущие).

Различают начальный и текущий рабочий Д., к-рый устанавливается на определенный период времени в соответствии с заданным технологическим режимом эксплуатации конкретной скважины. Они устанавливаются с помощью регулируемых или регулируемых штуцеров (спец. устройств), к-рые могут быть расположены на устье скважины или на газосборных пунктах. *Продуктивность* газовой скважины характеризуется несколькими категориями Д.

Абсолютно свободный дебит — расчетный потенциальный Д. скважины, к-рый определяется при депрессии на пласт, равной величине *пластового давления*.

Свободный Д. — макс. Д., к-рый можно получить из полностью открытой скважины при выпуске газа в атмосферу через конкретную конструкцию *насосно-компрессорных* (лифтовых) *труб*.

Максимально (предельно) допустимый Д. — Д. скважины, при к-ром не происходит к.-л. осложнений при ее эксплуатации (разрушение пласта, проявление конусов *пластовой воды*, *коррозии* и эрозии оборудования и пр.).

Минимально допустимый Д. — Д., при к-ром на забое скважины обеспечивается вертикальная скорость потока газа выше, чем минимально необходимая для выноса с забоя жидкой фазы (воды, конденсата и пр.).

Рабочий Д. газовой скважины находится в интервале между максимально и минимально допустимыми Д. и устанавливается на основе технологич. режима. Его величина по отд. газовым м-ниям изменяется от единиц тыс. м³/сут до нескольких млн. м³/сут. Начальные Д. скважин на сеноманских газовых залежах Зап. Сибири достигали 3–4 млн. м³/сут.

Целесообразность освоения газового м-ния зависит от величины минимального рентабельного Д. скважины (МРД). Это Д., при превышении к-рого эксплуатация данной скважины становится рентабельной, т. е. доход от продажи газа (за вычетом всех налогов и отчислений) больше, чем затраты на эксплуатацию скважины. Величина МРД скважины используется также для определения сроков пром. эксплуатации скважин.

При разработке газовых м-ний принята след. классификация скважин по их производительности (тыс. м³/сут): низкодебитные менее 20; малодебитные 20–100; среднедебитные 100–500; высокодебитные св. 500.

При подсчете запасов информация о Д. используется для оценки пром. кондиций и продуктивности разведанных залежей углеводородов. В процессе эксплуатации месторождений контроль и регулирование Д. скважин способствует оптимизации разработки и повышению их *газоотдачи*.

Лит.: Стрижов И. Н., Ходанович И. Е., Добыча газа, М.—Л., 1946; Коротаев Ю. П., Ширковский А. И., Добыча, транспорт и подземное хранение газа, М., 1984; Гвоздев Б. И. и др., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1988.

Г. А. Зотов.

ДЕБИТОГРАММА, см. в ст. *Газодинамические методы исследования*.

ДЕГАЗАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД, разгазирование пластовых вод, — образование в водонасыщенной части пласта газовой фазы в результате снижения *пластового давления*.

Пластовые воды газового м-ния в той или иной степени насыщены газом углеводородного состава с неуглеводородными компонентами. При снижении пластового давления постепенно, по мере дегазации воды, увеличивается газонасыщенность порового пространства. Это приводит к снижению *фазовой проницаемости* для воды и замедлению скорости ее движения в газовую залежь. При определенной степени газонасыщенности в результате снижения пластового давления на 25–35% от начального в водоносной области из отд. локальных газовых объемов могут образовываться «газовые струи» в направлении газовой части залежи. Этот процесс приводит к поступлению в газовую залежь дополнительных объемов

природного газа, т. е. к увеличению геологич. запасов газа.

Геотехнологич. процессы Д. п. в. были использованы в создании новых геотехнологий разработки м-ний природного газа. Они были направлены на снижение темпов вторжения воды в залежь за счет интенсификации процессов Д. п. в. при интенсивной ее добыче из законтурной и приконтурной зон.

Лит.: Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М., Подземная гидромеханика, М., 1993; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ДЕМЕТАНИЗАЦИЯ, см. в ст. *Ректификационное разделение многокомпонентных жидкостей*.

ДЕПРЕССИОННАЯ ВОРОНКА пластовых давлений — воронкообразная пьезометрич. поверхность газодинамич. поля *пластовых давлений*, образующаяся в *дренажной области* вокруг работающих групп скважин. Формируется под влиянием концентрированного расположения эксплуатационных скважин в отд. зонах газоносной площади м-ния. Не образуется только в случае, если скважины расположены равномерно по площади газоносности (по объемам запасов, приходящихся на одну скважину).

Величина Д. в. численно характеризуется перепадом пластовых давлений между макс. давлением на ее внеш. границах и миним. пластовым давлением в зоне действующих скважин.

Формирование глубоких Д. в. является негативным фактором для разработки газовых м-ний. При этом происходит деформация *газодынного контакта* подошвенной воды под центром Д. в. и зональное обводнение продуктивного пласта. Более сильное падение пластового давления в зоне размещения скважин приводит к сокращению периодов бескомпрессорной добычи газа и более раннему вводу *дожимных компрессорных станций*.

Совместное действие этих факторов снижает *коэффициент промышленной газоотдачи* и накопленную добычу газа за период постоянной добычи (см. *Промышленная разработка*). В связи с этим при проектировании разработки исследуются разл. системы размещения скважин и последствия их реализации с т. зр. формирования Д. в.

В процессе разработки проводится контроль за формированием Д. в. путем построения карт изобар и профилей пластового давления.

Лит.: Щелкачев В. Н., Разработка нефтегазонасыщенных пластов при упругом режиме, М., 1968; Коротаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Ланук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974.

Г. А. Зотов.

ДЕПРЕССИОННАЯ ВОРОНКА подземных вод, депрессионная поверхность подземных вод, — свободная поверхность безнапорных или пьезометрич. поверхность напорных подземных вод, снижающаяся в месте их выхода

на поверхность Земли или откачки воды (напр., к дренажным и водозаборным сооружениям). Форма Д. в. вокруг пунктов откачки воды в плане изменяется от круга (в однородных по фильтрационным свойствам водоносных породах) до сильно вытянутого овала (в геологически нарушенных и не однородных по фильтрационным свойствам породах). Линия пересечения Д. в. с вертикальной плоскостью наз. депрессионной кривой, края в однородных по фильтрационным свойствам водоносных породах имеет плавные очертания, а в неоднородных — уступообразные.

Радиус влияния Д. в. определяется в осн. фильтрационными свойствами водоносных пород, величиной понижения уровня (напора) *подземных вод*, временем их дренажа, а также условиями питания *водоносного горизонта*, степенью связи его со смежными водоносными горизонтами и поверхностными водотоками. Наибольшие радиусы влияния достигаются в мощных или высоконапорных водоносных горизонтах с высокими фильтрационными свойствами. Для дренажных и водозаборных скважин они составляют обычно сотни м. Большие размеры радиуса влияния Д. в. свидетельствуют о высокой степени истощения водных ресурсов в районе деятельности горн. предприятий и водозаборных сооружений.

В. П. Ильченко.

ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ, см. *Пластовая депрессия*.

ДЕСОРБЕР — массообменный колонный аппарат для извлечения из насыщенного адсорбента компонентов, поглощенных в процессе *абсорбции*, и получения регенерированного адсорбента. Применяется при абсорбционном извлечении из природного газа водяных паров, углеводородных и кислых компонентов и др., а также в абсорбционных холодильных машинах. Конструктивно Д. аналогичен абсорбционной колонне. Работает при низком давлении (часто вакуум) и сравнительно высокой темп-ре (напр., при извлечении водяных паров из насыщенного диэтиленгликоля темп-ра в Д. достигает 160 °С, давление 0,105 МПа). Контактующими фазами являются поток насыщенного адсорбента, поступающий сверху десорбера, и отпарный газ, подаваемый снизу (первоначально не содержащий десорбируемых компонентов). В качестве отпарного газа используются перегретый водяной пар (при извлечении из адсорбента углеводородных компонентов), сухой природный газ (извлечение водяных паров) и др. Регенерированный адсорбент удаляется снизу Д., извлеченные компоненты в потоке отпарного газа выводятся сверху. Для интенсификации процесса регенерации адсорбентов используют сочетание принципов *десорбции* и ректификации.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ДЕСОРБЦИЯ (от лат. de — приставка, означающая удаление, и sorbeo — поглощаю) газа — удаление газа из поглотителей, используемых при абсорбционной и адсорбционной очистке газов. Д. с по-

верхности твердого поглотителя — адсорбента осуществляется в осн. его нагреванием и снижением давления над ним, что приводит к выделению газа из пор адсорбента. Проводится в адсорбере и представляет собой одну из стадий селективной очистки газов от вредных примесей (напр., при очистке природного газа от сероводорода цеолитами или осушке газа). Адсорбер работает попеременно в режимах *адсорбции* и десорбции.

Д. из жидкого поглотителя — адсорбента, в зависимости от механизма поглощения (*абсорбции*), протекает различно. Если абсорбция обусловлена диффузией газа в жидкости (т. н. физич. абсорбция), то обратный процесс — десорбция протекает при повышении темп-ры и снижении давления над адсорбентом. Процесс осуществляется, напр., при абсорбционном извлечении из природного и нефтяного газов пропана, бутана, более тяжелых углеводородов, меркаптанов и др. жидкой смесью углеводородов C_{6+} высшего ряда. Если абсорбция сопровождается обратной химич. реакцией (т. н. химич. абсорбция) и протекает с выделением тепла, то смещению химич. равновесия в сторону обратной реакции, т. е. Д., способствует подвод тепла извне (принцип Ле Шателье). При этом расходуется больше энергии, чем в предыдущем случае. Процесс осуществляется, напр., при очистке природного газа от H_2S и CO_2 растворами аминов. Д. из жидкого поглотителя проводится в *десорбере*.

Лит.: Кемпбел Д. М., Очистка и переработка природных газов (пер. с англ.), М., 1977

ДЕТАНДЕР (от франц. detendre — расширять сжатое) — устройство, служащее для охлаждения газа в процессе его расширения с отдачей внеш. работы. Д. применяются в составе технологич. установок газодоб., газоперерабатывающих и газотранспортных предприятий.

На газодоб. предприятиях применяются турбодетандерные агрегаты (ТДА) — турбинные лопаточные машины поточного типа, имеющие в сравнении с Д. объемного типа более высокие производительность, эффективность, эксплуатационную надежность, лучшие массогабаритные характеристики. На объектах добычи газа ТДА применяются в качестве расширительных холодильных машин технологич. установок, реализующих процессы низкотемпературной подготовки газа и в установках охлаждения газа до темп-ры грунта на м-ниях, расположенных в зоне *многолетнемерзлых пород*. Характерной особенностью промышленных ТДА (рис. 1) является использование турбокомпрессора в качестве нагрузки, что позволяет частично восстановить давление, сработавшее на турбине агрегата, в то время как в ТДА, используемых на *газораспределительных станциях*, нагрузкой является электрогенератор. Последовательность включения элементов промышленного ТДА в технологию (по схемам «турбина—компрессор» или «компрессор—турбина») определяется процессом *промышленной обработки* газа.

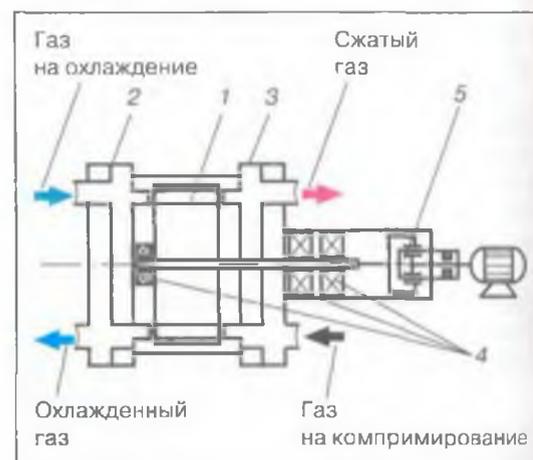


Рис. 1. Турбодетандер: 1 — ротор; 2 — осевая турбина; 3 — центробежный компрессор; 4 — радиальные подшипники; 5 — осевой упорный подшипник.

Как правило, ТДА изготавливаются в блочно-комплектном исполнении. На общем основании, помимо собственно ТДА, монтируется система КИП и электрооборудования, система смазки, элементы обвязки с *запорной арматурой* и т. д.

Первый ТДА в быв. СССР, разработанный для промышленных установок *низкотемпературной сепарации*, был сдан в пром. эксплуатацию на Шебелинском м-нии в 1971. Агрегат был рассчитан на давление 8 МПа, расход газа 3 млн. $m^3/сут$, макс. изоэнтальпийный кпд охлаждения 0,73; диапазон изменения частоты вращения ротора 5–11 тыс. об/мин. ТДА оснащен одноступенчатой осевой турбиной и одноступенчатым центробежным компрессором.

В 1974 путем доработки базовой конструкции кпд турбокомпрессора увеличили до 0,8–0,82. В 1975 эти агрегаты были приняты в пром. эксплуатацию на Шебелинском м-нии и *Вуктыльском месторождении*, в газе к-рых содержание тяжелых углеводородов превышало $200 \text{ г}/m^3$. В 1977 был разработан агрегат, рассчитанный на расход газа 5 млн. $m^3/сут$ при давлении 9,8 МПа, а позже производительностью 10 млн. $m^3/сут$. Т. о., к кон. 1970-х гг. в быв. СССР была создана база турбодетандеростроения.

Находящиеся в эксплуатации на промыслах турбодетандеры имеют производительность до 5–10 млн. $m^3/сут$ при входном давлении газа 10–13,5 МПа; степень понижения давления 1,4–2,0, а повышения давления в компрессоре 1,2–1,4; частота вращения ротора 7000–12000 об/мин, изоэнтальпийный кпд достигает 0,8–0,82.

Осн. направление совершенствования отечеств. ТДА — повышение эксплуатационной надежности. Перспективны конструкции ТДА с электромагнитными подшипниками. Для предприятий ОАО «Газпром» разработан ТДА производительностью 10 млн. $m^3/сут$, используемый на *Ямбургском месторождении*, к-рый рассматривается как базовый для северных м-ний.

Важным этапом развития и совершенствования расширительных холодильных машин явилось создание *пульсационных*

охлаждателей газа (ПОГ) и волновых Д. Принципиальное отличие от ТДА – отсутствие промежуточного преобразования энергии расширяемого газа в механич. работу. В ПОГ (рис. 2) и волновых (рис. 3) энергия расширяемого газа подводится к воспринимающему эту энергию газу при непосредств. контакте сред в процессе волнового энергообмена.

ВНИИгаз разработал неск. модификаций ПОГ производительностью от 0,1 до 0,5 млн. м³/сут на рабочее давление от 1

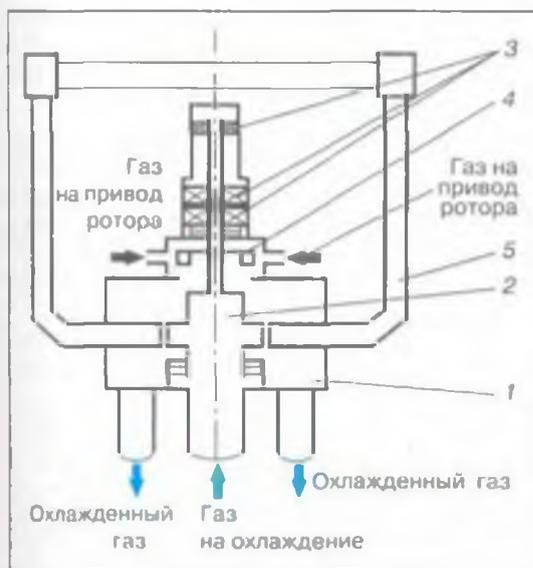


Рис. 2. Пульсационный охладитель газа: 1 – корпус; 2 – ротор; 3 – подшипники; 4 – турбина приводная; 5 – рецептор.

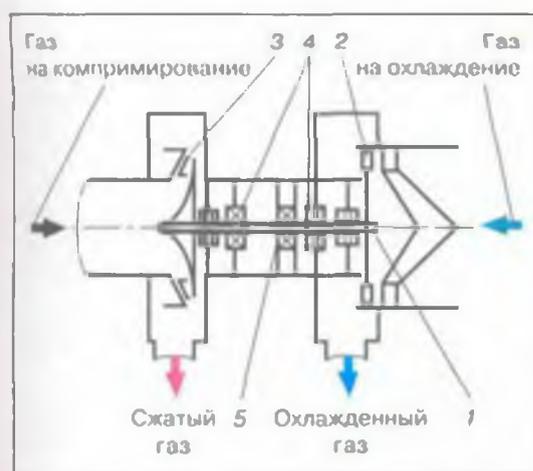


Рис. 3. Волновой детандер: 1 – ротор; 2 – газораспределитель расширяемого газа; 3 – газораспределитель компримируемого газа; 4 – подшипники; 5 – магнитная муфта.

до 3,5 МПа, пром. эксплуатация к-рых началась с 1982 в технологич. установках низкотемпературной обработки газа на Сосногорском газоперерабатывающем заводе. Осн. преимущества ПОГ: эксплуатационная надежность (частота вращения ротора не превышает 3000 об/мин); отсутствие сложной системы смазки; простота конструкции, технологич. обслуживания и контроля параметров. Недостатки – сравнительно низкий КПД (в пром. агрегатах, как правило, не более 0,6) и невозможность компримирования расширенного газа.

Указанные недостатки в значительной мере устранены в волновом Д. (ВД), к-рый может работать в двух функциональных режимах: «классического» ТДА (расширение и охлаждение газа с последующим компримированием части расширенного потока); делителя потока (в аппарат вводят один поток, а выводят два – расширенный охлажденный и скомпримированный нагретый). Эффективность охлаждения в обоих режимах одинакова и достигает 0,8. Доля компримированного потока может составлять 0,3–0,4 от расширяемого, а его давление превышать давление газа перед расширением в 1,15–1,2 раза.

Опытно-пром. эксплуатация ВД проводится с кон. 1990-х гг. на Сосногорском ГПЗ и Вуктыльском м-нии. Выявлены высокая термодинамич. эффективность охлаждения углеводородных газов, эксплуатационная надежность, простота техн. обслуживания и контроля параметров, ремонтпригодность в условиях механич. мастерских газодоб. и газоперерабатывающих предприятий.

Применение ВД наиболее перспективно в качестве генераторов холода установок низкотемпературной обработки углеводородных газов на газоперерабатывающих заводах, газораспределительных станциях и при обустройстве малодобитных м-ний и м-ний региональной значимости.

Лит.: Епифанова В. И., Низкотемпературные радиальные гурбодетандеры, М., 1974; Язык А. В., Системы и средства охлаждения природного газа, М., 1986; Энергосберегающие технологии при добыче природного газа (под ред. А. И. Гриценко), М., 1996.

Д. М. Бобров.

ДЕЭТАНИЗАЦИЯ, см. в ст. *Ректификационное разделение многокомпонентных жидкостей.*

ДИАГЕНЕЗ (от лат. dia – приставка со значением завершенности и genesis – происхождение, рождение, возникновение) – начальный этап эволюции осадка в земных недрах в ходе его погружения, сопровождающегося разл. трансформациями минеральной и органич. компонент и уплотнением вплоть до превращения в осадочную породу (литификации). Зона Д. охватывает диапазон глубин и пластовых темп-р (с поверхности свежеотложенного осадка) от нескольких десятков до первых сотен м и от 0–5 до 15–25 °С в зависимости от темпов осадконакопления.

Рос. геолог Н. М. Страхов в диагенетич. интервале разреза выделяет 3 зоны (сверху вниз): окислительного минералообразования (ДГ₁), восстановительного минералообразования (ДГ₂), перераспределения аутигенных минералов (ДГ₃).

В процессе Д. в результате различных физико-химич. процессов происходят всевозможные трансформации минеральной, органич. и водно-газовой компонент осадков.

Важнейший фактор диагенетич. трансформаций вещества осадков – биологический. Верх. слой осадков (зона ДГ₁) – область жизнедеятельности разл. ило-

едов (в условиях аэробной среды) и микроорганизмов (бактерий, низших грибов, актиномицетов, водорослей). В анаэробных условиях зон ДГ₂ и ДГ₃ сохраняются условия для существования только анаэробных бактерий, причем с глубиной их кол-во и биомасса экспоненциально убывают. Различие физико-химич. обстановки (водородный показатель рН, кислородный потенциал Eh, концентрация ионов) в разных частях осадка приводит к перераспределению вновь возникших диагенетич. минералов. Образуются их пятна, линзы, конкреции, пластообразные тела и др.

Наиболее важным процессом, происходящим на этапе Д., является гумификация – образование сложных ароматич. группировок из остатков в осн. высшей наземной растительности и морского водорослевого «гумуса». При этом вначале из аминокислот и сахаров образуются фульвовые кислоты, из них гуминовые кислоты и далее нерастворимые в воде гумины, к-рые совместно с остатками лигнина составляют большую или значительную часть керогена, в особенности в аллювиально-болотных, дельтовых и нек-рых лагуно-континентальных фациях. В частности, в болотах при массовом захоронении остатков наземной растительности и малом привносе минеральной компоненты в анаэробных условиях активность микроорганизмов затухает уже в верх. (1–2 м) части «торфогенерирующего» слоя, и диагенетич. потери органического вещества относительно невелики. Практически все диагенетич. процессы и реакции сопровождаются выделением больших кол-в различных газов – побочных продуктов органоминеральных трансформаций вещества осадков. В наиболее значительных кол-вах образуются СО₂, Н₂, Н₂С, СН₄, NH₃ и N₂. По расчетам В. А. Успенского, около 26,5% от исходной массы органического вещества составляют диагенетич. газы, преим. СН₄ (как конечный продукт диагенетич. цикла газообразования в анаэробных условиях). Метан образуется из СО₂ и ацетата в результате деятельности специфич. групп бактерий: одни сбраживают биополимеры (типа полисахаридов) до спиртов и жирных кислот, другие – доводят биодеградацию до СО₂ и Н₂, метангенерирующие бактерии обеспечивают течение реакции восстановления СО₂:



Углекислота, водород и азот в анаэробной обстановке зон ДГ₂ и ДГ₃ образуются в больших кол-вах, но являются промежуточными продуктами ряда диагенетич. реакций. Поэтому в свободных газах они занимают подчиненное положение. Значительная часть диоксида углерода находится в водорастворенном состоянии (НСО₃); водород практически полностью расходуется на восстановление сернистых, азотистых и кислородных соединений; сероводород восстанавливает оксиды тяжелых металлов (преим. железа)

с образованием их сульфидов (пирит, марказит и др.); часть азота восстанавливается до NH_3 , к-рый поступает в водный раствор или адсорбируется минеральным субстратом.

В морских осадках при поступлении сульфат-иона из наддонной воды образование метана происходит после реакции восстановления всех сульфатов. В пресноводных условиях суши и солоноватоводных условиях замкнутых морей-озер и дельт крупных рек, при отсутствии или малых кол-вах сернистых соединений в осадках, процесс метаногенерации становится доминирующим, о чем свидетельствует состав свободных газов (в частности, болотных).

По данным рос. нефтяника В. А. Соколова, в четвертичных отложениях болотного и озерного генезиса ср. состав газов (в %) след.: метан ок. 58, углекислый газ ок. 5, азот ок. 36, этан 0,01, пропан и тяжелые углеводороды 0,001. Особенность диагенетич. биогенного метана – высокое содержание изотопа ^{12}C , величина $\delta^{13}\text{C}$ в диагенетич. и раннепротокатагенетич. метане достигает 70–80%.

Окончание этапа Д. (переход торфа в бурый уголь) знаменует стабилизацию осадка и захороненного в нем остаточного органич. вещества, в той или иной мере обогащенного отмершими микроорганизмами, и переход к *катагенезу*, к начальному его этапу.

Лит.: Страхов Н. М., Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли, М., 1963; Тепловой режим недр СССР (под ред. Ф. А. Макаренко и Б. Г. Поляка), М., 1970; Ермаков В. И., Скоробогатов В. А., Тепло-вое поле и нефтегазопосность молодых плит СССР, М., 1986. В. А. Скоробогатов.

ДИЛАТЕНСИЯ, см. в ст. *Геомеханика*.

ДИНАМИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ СКВАЖИНЫ – уровень пластовой жидкости, к-рый устанавливается в затрубном пространстве буровой скважины в процессе ее работы. Используется для расчета глубины спуска насосного оборудования (насос, насосно компрессорные трубы, штанги, кабель), установки пусковых и рабочих клапанов в газлифтных скважинах, а также обработки результатов исследований пластов и скважин. Определяется с помощью эхолота.

ДИОКСИД УГЛЕРОДА, см. *Углекислый газ*.

ДИСЛОКАЦИИ (от позднелат. *dislocatio* – смещение, перемещение) тектонические – нарушения залегания горн. пород под действием тектонич. процессов. Связаны с изменением распределения вещества в гравитационном поле Земли. Наблюдаются как в осадочной оболочке, так и в более глубоких слоях земной коры. Различают тектонич. Д. п л и к а т и в н ы е, выражающиеся в изгибах слоев разного масштаба и формы, и д и з ъ ю к т и в н ы е, или разрывные, сопровождаемые разрывом сплошности геологич. тел. Выделяют также и п ъ е к т и в н ы е тектонич. Д., к-рые подразделяют на магматические, представленные интрузивными телами разл. формы и состава, и амагматические (соляные и глиняные диапир).

Образование Д. происходило на протяжении всей геологич. истории. Примеры тектонич. Д. – складки, флексуры, разломы, интрузии.

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ, см. в ст. *Установка фазового равновесия РVT*.

ДИСТАНЦИОННЫЙ ГЛУБИННЫЙ КОМПЛЕКС, см. в ст. *Газодинамические методы исследования*.

ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЬ – густая бесцветная жидкость, β , β^1 – диоксидиэтиловый эфир $(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_2\text{O}$. Темп-ра плавления Д. -8°C , темп-ра кипения 245°C , относительная плотность d_4^{15} 1,1179, показатель преломления n_D^{20} 1,4472. Д. хорошо смешивается с водой, низшими спиртами, слабо токсичен. Получается при взаимодействии этиленгликоля с окисью этилена или этиленхлоргидрином. Благодаря высоким гигроскопич. свойствам используется в качестве абсорбента в абсорбционных колоннах. Водные растворы Д., темп-ры замерзания к-рых достигают -50°C , применяют как антифризы, а также *ингибиторы гидратообразования* природных углеводородных газов, используют при *низкотемпературной сепарации*, вводят на устья и в шлейфы скважин. Концентрация растворов 70–80% (по массе), что обеспечивает миним. темп-ру замерзания. В смеси с аминами водные растворы Д. применяют иногда для одновременной осушки и очистки газов от сероводорода и углекислого газа. После насыщения Д. парами воды проводят регенерацию и возвращают Д. на *абсорбцию*. В зависимости от глубины осушки используют разл. способы регенерации: ректификацию при атм. давлении и под вакуумом, азеотропную перегонку, отпарку воды с применением отдувочного газа. См. также ст. *Абсорбционная осушка*.

Лит.: Бухгалтер Э. Б., Промысловая обработка газа, в сб.: Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений, т. 11, М., 1979; Бекиров Т. М., Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов, М., 1980. Э. Б. Бухгалтер.

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА – процесс извлечения жидких и газообразных углеводородов из недр с помощью технич. средств. Термин «Д. п. с.» используется также как экономич. категория и выражается в объемных или весовых единицах: в м^3 (природный газ) и $\text{г}/\text{м}^3$ (газовый конденсат).

Исчисление добытого природного газа ведется в абс. цифрах с учетом потерь (т. н. товарный газ).

Природный газ добывается с помощью *эксплуатационных газовых скважин*, а *система разработки* определяется геологич. условиями м-ния и экономич. расчетами. Рост Д. п. г. обеспечивается за счет открытия новых м-ний, вовлечения в разработку менее богатых м-ний, совершенствования технологий добычи и переработки сырья с использованием безотходной технологии. Масштабы Д. п. г. возрастают по мере развития пром. произ-ва, технич. прогресса и роста народонаселения.

ДОБЫЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ системы добычи газа – потенциальная производительность всех эксплуатационных скважин системы.

Текущие Д. в. системы добычи газа (ТДВ–СДГ) для обеспечения ее надежности должны превышать планируемый годовой отбор газа на величину определенного резерва. Определяются как сумма текущих Д. в. эксплуатационных скважин, включая необходимые для обеспечения годового отбора газа и резервные скважины.

Д. в. скважины – текущий дебит скважины (*производительность*) и накопленная добыча газа из скважины за период ее эксплуатации.

Текущие Д. в. эксплуатационной скважины (ТДВ–ЭС) определяются *предельно допустимыми дебитами* (ПДД) и *технологическим режимом эксплуатации*, устанавливающим рабочие дебиты (q_p) на определенный период. Т. о.:

$$(\text{ТДВ} - \text{ЭС}) = \text{ПДД} \geq q_p;$$

$$(\text{ТДВ} - \text{СДГ}) = 365k_3 \sum_{i=1}^n (\text{ТДВ} - \text{ЭС})_i \leq Q_T,$$

где n – число эксплуатационных и резервных скважин; k_3 – средневзвешенный коэф. эксплуатации скважин или число эксплуатационных дней в году; Q_T – годовой отбор газа.

Выделяют проектные и фактич. коэф. фициенты эксплуатации скважин. Проектные k_3 устанавливают проектные величины остановки эксплуатационных скважин для плановых ремонтов и исследования. Величина резерва эксплуатационных скважин устанавливается и обосновывается в проектных документах с учетом *рисков* возможной потери добычи газа по геотехнологическим (из-за ошибок прогноза при неполной информации) и технологич. (отказ отд. элементов системы газоотдачи) причинам.

В практике проектирования, в зависимости от конкретной ситуации, резерв скважин устанавливается в 10–30%.

Помимо текущих Д. в. системы добычи газа используются интегральные характеристики Д. в.

Интегральные Д. в. эксплуатационной скважины (ИДВ–ЭС) – суммарная (накопленная) добыча газа из единичной скважины за полный период ее эксплуатации (до остановки и ликвидации скважины, ее консервации, перевода на др. объект; использование по др. назначению) в данном *эксплуатационном объекте*. Показатель ИДВ–ЭС определяет кол-во товарной продукции, к-рая дала эксплуатационная скважина, и потому характеризует эффективность (рентабельность) ее как горн. сооружения.

Интегральные Д. в. системы добычи газа (ИДВ–СДГ) – это суммарная (накопленная) добыча газа из м-ния (залежи, эксплуатационного объекта) за период *промышленной разработки* с помощью реализов. системы добычи.

Показатель ИДВ–СДГ определяет кол-во товарной продукции (извлеченного из недр газа и др. углеводородов), коэффициент промышленной газоотдачи и характеризует рентабельность освоения запасов м-ния с помощью реализованной системы разработки.

Г. А. Зотов.

ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ (ДКС) – обеспечивает расчетное давление *магистрального газопровода* в 5,45–7,45 МПа по мере снижения *пластового давления* газа (т. е. при постоянном наращивании напора). Устанавливаются на головных сооружениях магистрального газопровода.

Развитие ДКС в период постоянного отбора осуществляется последовательным поочередным вводом 2–3 ступеней сжатия компрессорных цехов – в зависимости от продолжительности наращивания мощности, типа применяемых компрессоров и давления перехода на падающую добычу газа. Тем самым решаются вопросы углубления довыработки м-ний, равномерного ввода мощности, промежуточного (межступенчатого) охлаждения газа, повышения единичной мощности и загрузки *газоперекачивающих агрегатов*. Технологич. параметры типового ряда ступеней сжатия ДКС для газоперекачивающих агрегатов мощностью 6–10–16 МВт представлены в табл.

Загрузка ДКС в период падающей добычи обеспечивается повышением степени сжатия газовых компрессоров с 1,44–1,70 до 2,2–3 в сочетании с увеличением до 3–4 числа ступеней сжатия ДКС путем переобвязки перекачивающих агрегатов, установленных в компрессорном цехе.

Технологич. схема ДКС представляет собой цеховую структуру, где компрессорные цеха представляют собой ряд последовательных ступеней сжатия, включаемых в работу по мере технологич. необходимости и обеспечивающих возможность промежуточного *охлаждения* газа. Мощность цеха 90–96 МВт, производительность до 90 млн. м³ газа в сут. Применяется параллельная схема работы газоперекачивающих агрегатов.

Регулирование и изменение режима работы станции осуществляется изменением числа компрессорных цехов, а в каждом цехе – изменением числа рабочих перекачивающих агрегатов, частоты

вращения *газотурбинных газоперекачивающих агрегатов* от 0,75 до 1,05 от номин. частоты вращения. Регулирование *электроприводных газоперекачивающих агрегатов* с нерегулируемой частотой вращения осуществляется перестановкой входных направляющих аппаратов *центробежных компрессоров*. Температурный режим *компримирования* на станции поддерживается применением аппаратов воздушного охлаждения газа за каждым компрессорным цехом. При степени сжатия компрессорного цеха св. 3 может применяться промежуточное охлаждение газа, обеспечиваемое определенной конструкцией компрессора.

В. А. Щуровский.

ДОМОВАЯ СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ – система, обеспечивающая подачу газа к бытовым приборам.

Д. с. г. включает внутренние газопроводы и бытовые газовые приборы. Эксплуатация газового оборудования жилых домов заключается в поддержании их в исправном состоянии и обеспечении безопасного пользования этими приборами.

Все вновь монтируемые газопроводы и газовые приборы перед пуском газа подлежат спец. приемке. Это правило должно неукоснительно выполняться, т. к. его нарушение приводит к авариям и несчастным случаям.

Газопроводы жилых зданий испытываются на прочность и плотность. На прочность испытывают газопроводы давлением, равным 0,1 МПа, на участке от отключающего устройства (крана) на вводе в дом или лестничную клетку до кранов на опусках к приборам для выявления дефектных мест; на плотность – давлением 5 кПа с установленными и подключенными газовыми приборами. Газопровод считается выдержавшим испытание, если падение давления за 5 мин не превышает 200 Па. Наблюдение за давлением производится с помощью V-образного водяного манометра.

Включение газовых приборов допускается только после продувки квартирной разводки. Подключение газа к приборам, требующим отвода *продуктов сгорания* (проточные и емкостные водонагреватели), можно производить только при наличии исправных дымоходов и хорошей тяги.

В 1974 была утверждена инструкция о порядке пуска газа в газопроводы и газовые приборы жилых домов до их заселения. Поэтому жильцы, въезжая в новую квартиру, могли сразу пользоваться бытовым газовым оборудованием.

В быту наибольшее распространение получили газовые плиты и водонагреватели разл. систем. Газовые плиты, устанавливаемые в кухнях жилых домов, оборудуются духовым шкафом. Тепловая нагрузка горелок духового шкафа не более 4000 ккал/ч; КПД конфорочных горелок колеблется в пределах 0,55–0,62. Бытовое газовое оборудование выпускается в России на 15 заводах, 6 из к-рых принадлежат ОАО «Газпром».

Газовые водонагреватели бывают быстродействующие проточного типа, т. е. без запаса воды (колонки), и емкостные с постоянным запасом воды (АГВ).

Внутренние газопроводы жилых домов должны прокладываться открыто, из стальных, в осн. бесшовных, труб. Наиболее распространены водогазопроводные трубы. Газовая разводка выполняется из стальных труб на сварке и резьбе. Трубы диаметром 15, 20, 25 мм окрашиваются масляной краской. Газопроводы, пересекающие фундаменты перекрытия, лестничные площадки, стены и перегородки, следует заключать в стальные футляры. В пределах футляра газопровод не должен иметь стыковых соединений, а пространство между ним и футляром должно быть заделано просмоленной паклей и залито битумом. Конец футляра выводят над полом или за пределы стены на 5 см.

Отвод продуктов сгорания обеспечивается спец. дымоходами (газоходами), а приток свежего воздуха обеспечивается спец. фрамугами или каналами.

Пуск газа во внутр. сеть газоснабжения жилого дома является газоопасной работой, к-рая выполняется бригадой слесарей под рук-вом мастера.

Нормальная работа газовых приборов и установок зависит от величины и постоянства давления газа. Макс. давление газа в жилых домах допускается равным 3 Па.

Давление в городских сетях может незначительно изменяться. Задача эксплуатационников заключается в поддержании такого уровня давления, к-рое обеспечивает нормальную работу всех газопотребляющих установок.

Основным видом обслуживания Д. с. г. является *техническое обслуживание*, задачей к-рого является: обеспечение технически исправного состояния газового оборудования; инструктаж потребителей газа о правилах пользования газом с целью безопасной эксплуатации газового оборудования.

Устанавливают след. виды технич. обслуживания: годовой плановый ремонт; промежуточное или сезонное технич. обслуживание; внеплановый ремонт по заявкам.

Ю. А. Белов.

ДОПУСТИМАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА – антропогенная нагрузка, складывающаяся из отд. однородных или разнородных воздействий, к-рая не меняет качества окружающей природной среды или меняет ее в допустимых пределах, обеспечивая сохранение и/или повышение продуктивности сообщества (его струк-

Таблица. Технологические параметры типового ряда ступеней сжатия дожимных компрессорных станций

Степень сжатия	Выходное давление (МПа) по ступеням сжатия ДКС			Производительность (млн. м ³ /сут) газоперекачивающих агрегатов мощностью (МВт)		
	I	II	III	6	10	16
1,44	4,0	5,5	7,5	11	20	32
1,70	2,8	4,5	7,5	7,5	12,5	20
2,20	2,0	4,0	7,5	4,5	7,5	12
3,0	1,0	2,6	7,5	3,0	5,0	8

турно-функциональной целостности). Имеет характер перспективного норматива, к-рый может быть достигнут к определенному сроку, т.е. через заранее обусловленное время перейти в категорию текущих нормативов. Соответствует относительно удовлетворительной экологич. обстановке.

ДРЕНАЖНАЯ ЗАЩИТА – способ электрохимической защиты, при к-ром подземный трубопровод гальванически соединяется с рельсами железной дороги, электрифицированной на постоянном токе. Электр. контакт с рельсами, имеющими отрицательный потенциал относительно трубопровода, позволяет дренировать токи утечки рельсовых цепей, натекающие на трубопровод и текущие по трубопроводу, в зонах сближения или пересечения с железной дорогой обратно в рельсовую цепь (рис. 1).

Чтобы исключить обратные токи в дренажной цепи (напр., при смене полярности рельсов при отключенных тяговых подстанциях или при установке дренажа в зонах знакопеременных потенциалов), дренаж выполняется поляризованным: ток протекает только в одном направлении – от газопровода к рельсу. Для изменения величины дренажного тока используется регулировочное сопротивление. При недостаточных значениях защитного тока в цепь дренажа дополнительно включают источник постоянного тока. Такая схема выполняет функции усиленного дренажа и фактически

представляет собой установку *катодной защиты* с подключением плюсовой клеммы катодной станции к рельсам вместо *анодного заземления*.

Установки Д.з. (УДЗ) включают электр. дренаж, состоящий из устройств защиты от макс. токов, полупроводниковых элементов и устройств регулирования защитного тока (рис. 2). Электродренажи могут выполняться по схемам неавтоматического (прямого), поляризованного, автоматич. и усиленного дренажей. В схемах усиленного дренажа независимо друг от друга действуют тяговый ток жел. дороги и ток от сетевого источника, растекающийся по рельсовым цепям как по протяженному анодному заземлению. Ток усиленного дренажа не должен превышать величины, создающей опасность анодного растворения рельсовых цепей при появлении на них положительных потенциалов относительно земли.

Пром-сть выпускает поляризованные, усиленные, автоматич. усиленные, автоматич. поляризованные дренажи с диапазоном сопротивления 0,05–0,32 Ом, с допустимой нагрузкой до 1000 А в течение 30 с и темп-рой эксплуатации от –45 до 45 °С. Дренажные установки подключают к рельсовой цепи только через отсасывающие фидеры и ср. точки путевых дресселей.

Среднечасовой ток всех установок системы Д.з., находящихся в зоне действия одной тяговой подстанции электрифицированной жел. дороги, не должен пре-

вышать 20% от общей среднечасовой токовой нагрузки этой подстанции.

Оценку коррозионного влияния *блуждающих токов* от источников постоянного и переменного токов на подземные сооружения и меры защиты от этого влияния осуществляют в соответствии с требованиями нормативной документации.

Лит.: Газовое оборудование, приборы и арматура, М., 1985; Каталог средств катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений, М., 2000; Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов, М., 2002. Н. А. Петров.

ДРЕНАЖНАЯ ОБЛАСТЬ (зона, объем) – участок продуктивной толщи, из к-рого газ поступает к забоям эксплуатационных скважин за счет перепада давления на границах участка и забое скважин. Д.о. образуется вокруг каждой работающей скважины, вокруг группы концентрированно-расположенных скважин (кусты скважин) и по всему газонасыщенному объему продуктивной толщи в результате объединения локальных Д.о.

Процесс формирования локальных Д.о. (вокруг единичной скважины, групп скважин) и их объединения в единую макрообласть дренирования, охватывающую всю продуктивную толщу, происходит за определенный промежуток времени, величина к-рого характеризует стабилизацию объема *дренирования*, зависит от: *фильтрационно-емкостных свойств* пластов-коллекторов; строения продуктивной газонасыщенной толщи и ее макронеоднородности; системы размещения забоев эксплуатационных скважин.

Газодинамические параметры Д.о. характеризуются значениями *пластовых давлений* в разл. точках газонасыщенной толщи. Выделение Д.о. в общей газонасыщенной толще происходит по фиксируемому измерительными приборами падению текущего пластового давления по сравнению с начальным (см. *Пластовое давление*).

Характеристики пласта в Д.о. скважины (агрегатные параметры газопроводимости и пьезопроводности; *скин эффект*; тип *коллектора*; макронеоднородность Д.о., в частности, наличие зон с др. характеристиками, включая газодинамич. экраны) позволяют изучить *газодинамический каротаж*.

Запасы газов в Д.о. относятся к дренируемым запасам, к-рые определяются с помощью *газодинамических методов исследования*. Дренируемые запасы газа, приходящиеся на одну эксплуатационную скважину, наз. *удельным объемом дренажа*. Он устанавливается в саморегулирующемся режиме и зависит от соотношения *дебитов* данной скважины и суммарных дебитов окружающих скважин.

При работе нескольких эксплуатационных скважин вокруг каждой из них образуется *локальная Д.о.* с уд. объемом дренажа. Размеры уд. объемов зависят от расстояния между скважинами и соотношения их дебитов. При изменении дебитов происходит перераспределение уд.

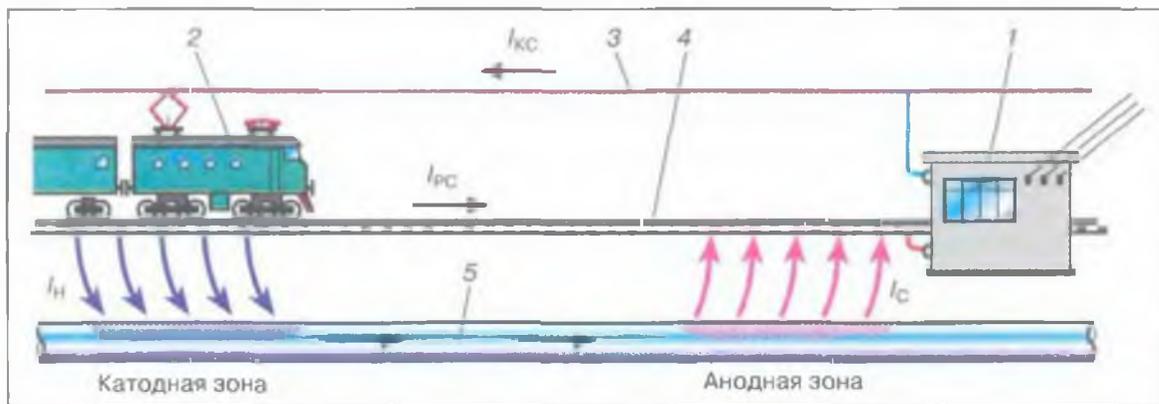


Рис. 1. Схема возникновения блуждающих токов на железной дороге с электрической тягой на постоянном токе: 1 – тяговая подстанция; 2 – нагрузка; 3 – контактная сеть; 4 – ходовая рельсовая цепь; 5 – трубопровод; $I_{кс}$ – ток в контактной цепи; $I_{рс}$ – ток в ходовой рельсовой цепи; I_n – натекающий ток на трубопровод; I_c – стекающий ток с трубопровода.

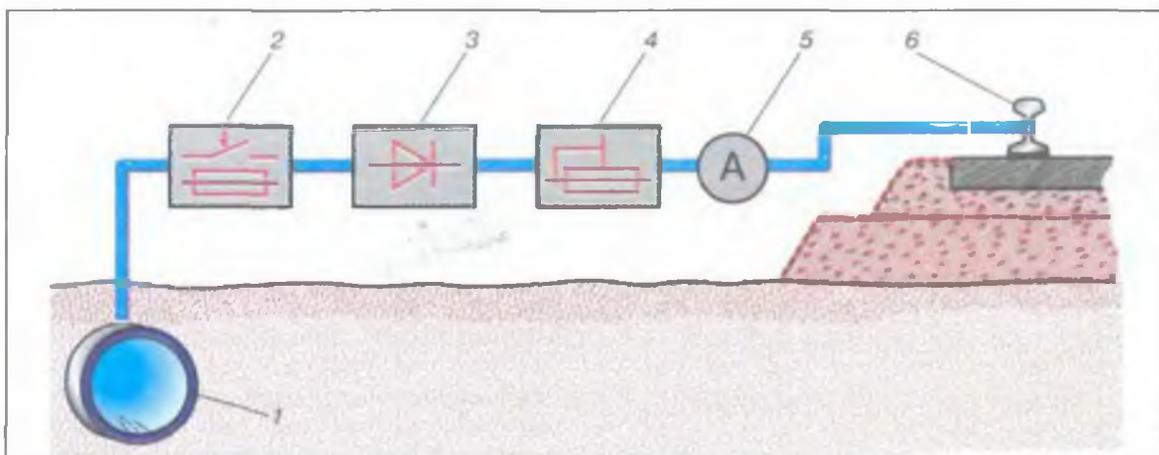


Рис. 2. Схема установки дренажной защиты: 1 – трубопровод; 2 – установка защиты от макс. токов; 3 – поляризованный элемент; 4 – устройство для регулирования тока; 5 – амперметр; 6 – рельсовая сеть электрифицированной железной дороги.

объемов дренажа между скважинами. Чем больше дебит скважины, тем больше ее уд. объем дренажа при неизменных дебитах соседних скважин. При вводе в эксплуатацию новых скважин также происходят газодинамич. процессы перераспределения уд. объектов дренирования.

При остановке скважины в ней устанавливается текущее пластовое давление, являющееся результатом интерференции (влияния) соседних работающих скважин и приближенно равное ср. текущему пластовому давлению в уд. объеме дренажа скважины (с точностью до 95–98%).

См. также ст. *Газодинамические методы определения запасов*.

Лит.: Коротаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Лапук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974; Басинев К. С. и др., Подземная гидромеханика, М., 1993. Г. А. Зотов.

ДРЕНИРОВАНИЕ (от англ. drain – осушать) продуктивной толщи – геотехнологич. процесс извлечения пластового флюида из продуктивной газонасыщенной толщи, выраженный в его массопереносе в пластовом резервуаре к забоям эксплуатационных скважин. Процесс характеризуется пространственными (*дренажная область*) и газодинамич. (поле пластовых давлений) параметрами.

Различают площадное и объемное Д.

Площадное Д. характеризует вовлечение в процесс Д. все новых участков площади газонасыщенности единого пласта-коллектора. Этот процесс изучается на 2-мерных газодинамич. моделях (ГДМ-2Д).

Объемное Д. характеризует вовлечение в процесс Д. различных по размеру газонасыщенных объемов внутри продуктивной толщи. К ним относятся макро- и мезообъемы, находящиеся в отд. пластах, пропластках, линзах и пр., а также микрообъемы, связанные с микронеоднородностью *коллектора* (матричные блоки в трещиновато-пористом коллекторе, низкопроницаемые блоки в окружении трещин и суперколлекторов и пр.). Объемное Д. изучается на 3-мерных газодинамич. моделях (ГДМ-3Д).

При извлечении газа из объекта происходит падение *пластового давления* как по площади газонасыщенности, так и по толще (в объеме).

В отд. выдержанных по площади газонасыщенных пластах газодинамическое поле пластовых давлений (ГДП-ПД) характеризует распределение по площади пластовых давлений, приведенных на середину толщины пласта. Характер ГДП-ПД устанавливается путем построения карт изобар и *профилей пластовых давлений*.

Карта изобар (т.е. карта линий равных давлений) строится по результатам замеров пластового давления в эксплуатационных и наблюдательных скважинах путем интерполяции их значений в межскважинных зонах. Интерполяция (как правило, линейная) проводится вручную и с помощью газодинамич. моделей (ГДМ-2Д). В последнем случае при интерполяции учитывается характер потоков газа к забоям эксплуатационных скважин.

В случае сложно построенных объектов (макронеоднородных по площади и толщине) построение карт является достаточно сложной проблемой и в ряде случаев ставит под сомнение целесообразность этой операции.

Лит.: Щелкачев В. И., Разработка нефтегазонасыщенных пластов при упругом режиме, М., 1968; Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Басинев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М., Подземная гидромеханика, М., 1993.

Г. А. Зотов.

ДРЕНИРУЕМЫЕ ЗАПАСЫ газа, см. в ст. *Газодинамические методы определения запасов*.

ДРОССЕЛИРОВАНИЕ (от нем. drosseln – душить, заглушать, сокращать) газа – понижение давления в потоке газа при прохождении его через дроссель – местное гидродинамич. сопротивление (диафрагма, клапан, кран, вентиль и др.), сопровождающееся изменением темп-ры. Наблюдается в условиях, когда поток не совершает внеш. полезной работы и отсутствует теплообмен с окружающей средой. Характеризуется коэффициентом Джоуля–Томсона – предел отношения изменения темп-ры газа к изменению его давления в изохорическом процессе. Д. используется для сжижения и глубокого охлаждения газов. Последнее осуществляется на установках *низкотемпе-*

ратурной сепарации при подготовке газа к дальнему транспорту. Кроме того, Д. применяется при трубопроводном транспортировании природного газа – для регулирования давления и изменения расхода газа. Д. может привести к обмерзанию запорных, регулирующих и измерительных устройств, а также образованию в газопроводах *газовых гидратов*. Вследствие Д. температура газа в *магистральных газопроводах* может опуститься ниже температуры окружающей среды.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ДЮКЕР (от лат. disco – веду) – трубопровод для транспортировки жидкостей или газов, прокладываемый при пересечении водных преград (рек, озер, водохранилищ, морских акваторий и др.). По типу водоема различают Д. речные, морские и болотные, по характеру транспортируемого продукта – водопроводные, нефтепроводные, нефтепродуктопроводные и газопроводные, по конструкции – однострунные и двухтрунные. Кроме того, Д. различаются по глубине погружения в воду, внутр. давлению и диаметру, виду укладки на дне водоема, числу параллельно проложенных труб, а также характеру воздействия транспортируемого продукта на окружающую среду. На однострунный Д. наносится усиленное битумное или пластмассовое изоляционное покрытие, к-рое предохраняется деревянными рейками (футеровка). В случае, когда масса Д. недостаточна для его затопления, применяют утяжеляющие чугунные и железобетонные грузы. Во избежание попадания транспортируемого токсич. продукта в воду пересекемого препятствия используют двухтрунные Д. типа «труба в трубе». При повреждении трубопровода продукт по межтрубному пространству поступает в спец. емкости, установленные на берегу. Длина Д. определяется в зависимости от горизонта высоких вод пересекаемых водных преград. На судоходных водных преградах место *перехода* определяется створными или др. знаками.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

Е-Ж

ЕДИНАЯ СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ (ЕСГ) России – производственно-технологич. комплекс, состоящий из объектов добычи, транспорта, переработки и подземного хранения газа (рис. 1).

Оптимизация параметров систем газопроводов, сооружаемых начиная с 1990, выполняется на уровне технологич. взаимодействия всех газопроводов одного коридора. Совместный режим работы компрессорных цехов позволяет рационально использовать компрессорную мощность; на ряде *компрессорных станций (КС)* за счет этого становится возможным сократить число установленных рабочих *газоперекачивающих агрегатов*. Также значительно повышается надежность работы компрессорных цехов, т.к. сокращается число резервных агрегатов без снижения надежности компрессорной станции.

Для обеспечения схемно-структурной надежности при разработке планов развития ЕСГ в укрупненных показателях принималось во внимание требование живучести и гибкости системы, т.е. ее способность противостоять сильным возмущениям, связанным, напр., с резким понижением производительности отд. крупных магистральных газопроводов. Исходя из этого, подача газа из Зап. Сибири предусмотрена по нескольким направлениям: основным – центральному, северному и южному; и новому центр. «коридору» с дальнейшим развитием сев. направления.

Предусматривается развитие структуры ЕСГ, включающее создание нового «коридора» магистральных газопроводов из сев. районов Тюменской обл. и целого ряда меридиональных системных газопроводов-перемычек: напр., газопровод

Саратов – Ниж. Новгород – Череповец (Вологодская обл.). Газопровод протяженностью 1030 км сооружается из труб диам. 1420 мм. Расположен он на расстоянии ок. 1500 км от газопровода Бухара – Урал. Это позволяет связать северный (в районе г. Рыбинск, Ярославская обл.), центральный (в районе г. Ниж. Новгород), южный и среднеазиатский (в районе г. Саратов) направления потоков газа.

Оптимальная надежность газопровода в целом достигается за счет его взаимодействия с др. газопроводами ЕСГ и использования *подземных хранилищ газа (ПХГ)*, размещенных вдоль трассы. Ост. часть экономии капиталовложений связана с повышением надежности транспорта газа за счет комплекса внутригазопроводных и общесистемных (по ЕСГ) средств резервирования. Остальная часть эконо-

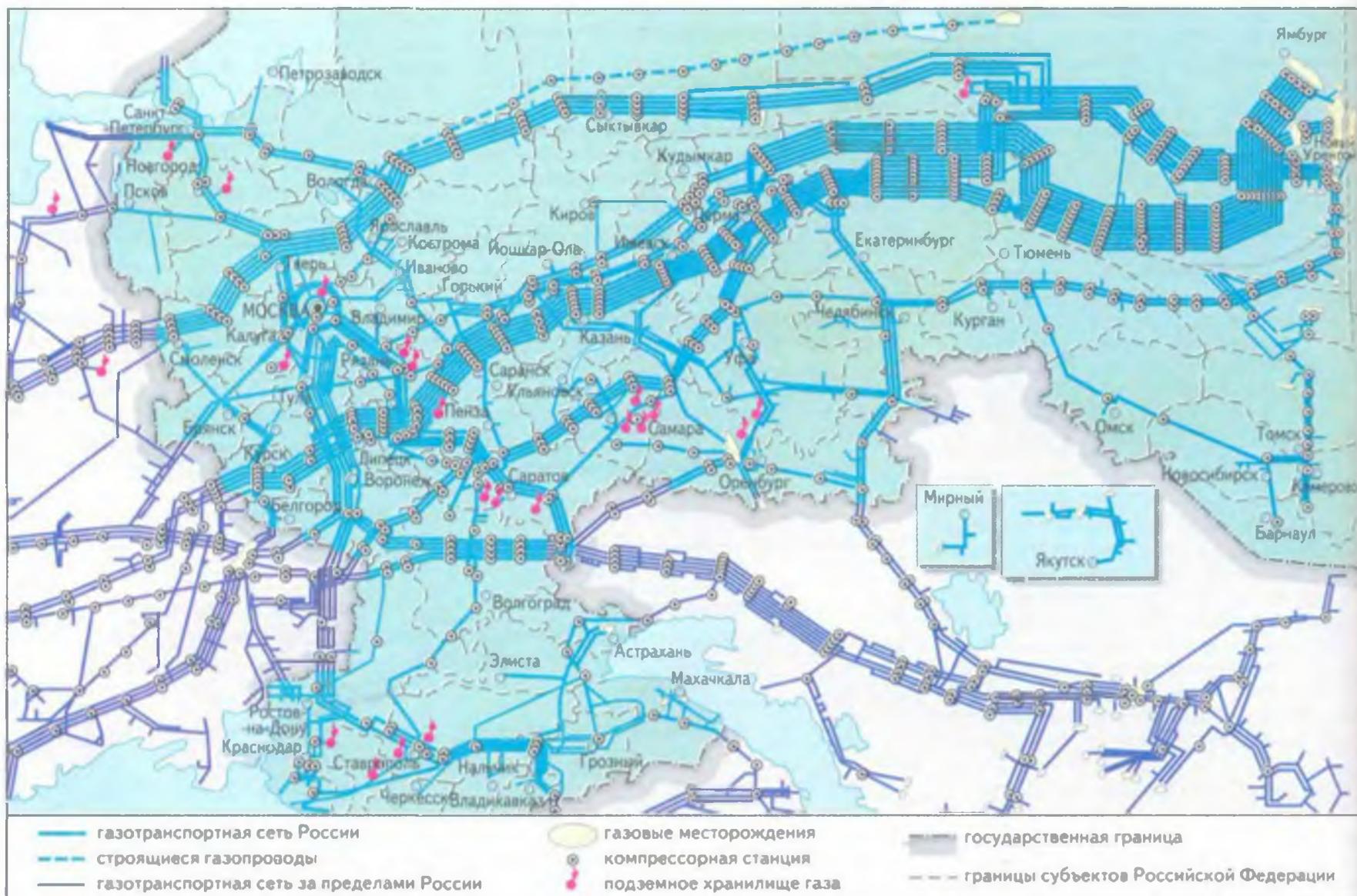


Рис.1. Единая система газоснабжения России.

нии обусловлена сокращением рабочей мощности при системном подходе к проектированию многоцеховых КС. Сами цеха проектируются по унифицированной схеме.

Формирование и развитие ЕСГ России началось во 2-й пол. 1950-х гг. с сооружения системы магистральных газопроводов Сев. Кавказ – Центр. При проектировании и сооружении этой системы были заложены принципиально новые технич. решения, придавшие ей системные свойства: сооружение многониточных газопроводов в одном технологич. коридоре, соединенных между собой *перемычками*, а также сооружение многоцеховых КС. Эта система развивалась и наращивалась путем подключения м-ний Краснодарского кр., а также стр-ва *лупингов* и новых ниток в течение последующих 5–10 лет. Это была 1-я отечеств. многониточная система газопроводов с многоцеховыми КС, явившаяся прообразом будущих многониточных коридоров Бухара – Урал, Ср. Азия – Центр, Ухта (Коми) – Торжок (Тверская обл.) и коридоров с м-ний С. Тюменской обл.

В нач. 1960-х гг. в быв. СССР были открыты крупные запасы газа в Зап. Сибири, вблизи г. Уренгой (Ямало-Ненецкий авт. округ). Поэтому в нач. 1970-х гг. начали создаваться базовые коридоры газопроводов, идущих от м-ний Зап. Сибири к пром. центрам России и на З., к Украине, Беларуси, а также респ. Прибалтики. В течение последующих 20 лет ежегодно сооружалась одна нитка газопроводов диам. 1420 мм. Строящиеся нитки прокладывались по 4 осн. направлениям (коридорам). «Старые» системы: Сев. Кавказ – Центр, Белоусово (Калужская обл.) – Ленинград, Ср. Азия – Центр и др., – стали использоваться как газопроводы-перемычки между новыми системами.

Выделение рос. газотранспортной сети в отд. самостоятельную структуру с распадом быв. СССР внесло коррективы в значимость и направленность осн. потоков газа по ЕСГ. Это сказалось на перспективах развития отдельных газопроводов и коридоров, изменении осн. объемов и пунктов экспортной поставки, создания дополнительных газопроводов внутр. назначения для обхода территори- ный стран ближнего зарубежья.

К нач. 21 в. сложилась вполне определенная конфигурация ЕСГ России, ориентированная в осн. на поступление газа из сев. районов Тюменской обл. Здесь сформировались осн. газотранспортные коридоры: Северный, Центральный, Юж. Центральный, Южный; коридоры-перемычки, а также вновь сооружаемые коридоры.

Северный коридор начинается с Пунгинского м-ния (Ханты-Мансийский авт. округ), дополнительный газ поступает в г. Вуктыл (Коми), а попутная продажа газа осуществляется в ряде пунктов, включая гг. Ухта, Микунь (оба Коми) и Котлас (Архангельская обл.). Предполагается осуществить соединение этого участка коридора с г. Архангельск.

В качестве гл. транспортной артерии Северный коридор продолжается до КС Грязовец (Вологодская обл.), где разветвляется на три направления: на С., к г. С.-Петербург и далее к точке экспорта в Финляндию, за г. Выборг (Ленинградская обл.); соединительный газопровод с крупной системой газопроводов вокруг г. Москва и находящихся вокруг нее пром. городов; на КС Торжок и далее к КС Смоленск, к границе с Беларусью, а затем в Польшу.

В районе КС Торжок поток газа вновь разветвляется на три направления: к Ю. и З. от г. Москва (в старую систему газопровода Ставрополь – Москва – С.-Петербург) через КС Белоусово; в газопроводы Торжок – С.-Петербург, питающие страны Балтии и регион г. С.-Петербург; к г. Смоленск и границе России с Беларусью в систему газопроводов Торжок–Минск–Ивацевичи и в др. нитки, проходящие параллельно этой системе.

После пересечения границы Беларуси коридор продолжается на З. к г. Минск. Здесь осн. поток вновь делится на две части: незначительная его часть идет на г. Калининград; основная – транспортируется в зап. направлении до г. Кобрин (Беларусь), где осуществляется подача газа в Польшу через экспортные пункты в гг. Брест и Белосток, часть газа идет на внутр. нужды Украины, а также к экспортным пунктам в г. Ужгород или к З. от г. Львов.

В перспективе этот коридор должен стать одной из гл. газотранспортных систем России при разработке новых м-ний в сев. регионе России, в т. ч. на п-ове Ямал.

Центральный коридор включает большое число трубопроводов, идущих на Ю.-З. от газовых м-ний Зап. Сибири в район г. Пермь, на З. к г. Помары (Марийская респ.), затем к Ю. от г. Москва и к З. от г. Курск на Украину. Коридор состоит из ряда газопроводных систем, среди к-рых есть системы низкого давления (5,4 МПа) с диам. труб 1220 мм, идущие от *Медвежьего месторождения* к Пунгинскому м-нию. Далее одна нитка газопровода идет к Северной системе, три нитки идут на Ю. к г. Ниж. Тура (Свердловская обл.) и дальше к гг. Екатеринбург и Челябинск, но гл. коридор газопровода диам. 1220 мм идет на З. к г. Пермь, Помары, а затем к г. Ниж. Новгород и в район г. Москва.

Осн. газопроводы диам. 1420 мм проходят от *Уренгойского месторождения* и *Амбургского месторождения*. После того как от КС Пунга нитки отделяются для подачи газа в Северный коридор, гл. газопроводные коридоры идут до КС Комсомольская (Ханты-Мансийский авт. округ–Югра). В этой точке 6-ниточный коридор разветвляется для прохождения через Урал к КС Гремячинская (Пермская обл.), где две нитки выделяются в т. н. тульский коридор, идущий к С. от гл. части Центрального коридора. Нитки газопроводов (Тула-1 и Тула-2) продолжают в зап. направлении и соединяются с гл. коридором в г. Тула.

Остальные нитки Центрального коридора продолжают до КС Новокунгурская (Пермская обл.), где к ним подключаются газопроводы, идущие от КС Комсомольская другой трассой, через КС Краснотурьинская и КС Ялийнская (обе в Свердловской обл.). От КС Кунгурская (Пермская обл.) и КС Новокунгурская отделяются потоки в направлении КС Алмазная (Пермская обл.), КС Полянская (Башкирия), КС Оренбургская для обслуживания Юж. Центрального коридора. Главная часть Центрального коридора продолжается на З. через КС Помарская к КС Алгасово (Тамбовская обл.), где к нему подсоединяются две нитки газопроводов диам. 1220 мм газопровода Ср. Азия – Центр (от КС Петровск, Саратовская обл.), к-рые подают газ в систему газопроводов Сев. Кавказ – Центр для дальнейшей транспортировки его на Ю. либо на С. в зависимости от времени года или спроса. Осн. поток направляется к КС Курская, а затем на терр. Украины для подачи на экспорт через КС Ужгород и для нужд самой Украины.

Южный Центральный коридор начинается в г. Уренгой и идет на Ю. к г. Сургут (Ханты-Мансийский авт. округ – Югра), через разрабатываемые *Губкинское месторождение* и Вынгапуровское м-ние. Коридор включает две нитки диам. 1420 мм. На нескольких участках между КС построена 3-я нитка газопровода Сургут – Омск, выделение к-рого из общего коридора осуществляется после КС Богандинская (Тюменская обл.).

В районе КС Долгодеревенская (Челябинская обл.) коридор разветвляется: часть потока газа поступает в старую систему газопроводов Бухара – Урал, идущую с С. на Ю. между гг. Ниж. Тура и Актюбинск (Казахстан), а остальная – по газопроводу Уренгой – Челябинск – Петровск (одна нитка диам. 1420 мм) идет на З. к КС Полянская. Далее газ поступает в Юж. Центральный коридор, где соединяется с потоком газа, идущего от г. Оренбург.

Юж. Центральный коридор идет на З. через г. Самара к г. Петровск, где он пересекается старым коридором Ср. Азия – Центр, осуществляющим транспорт газа из стран Ср. Азии к г. Москва. В этой точке газ может быть направлен: на Ю.-В. к КС Мокроус (Саратовская обл.), на С. З. к гл. Центральному коридору, к тульскому подкоридору, вниз по потоку к пром. районам г. Москва и Московской обл.

От КС Петровск Южный Центральный коридор продолжается на Ю.-З. к КС Новопсков (Украина), откуда газ может перемещаться на Ю. – к г. Ставрополь, на С. – к г. Москва (по коридору Ставрополь–Москва) или на З. по трем подкоридорам (Киев – Долина – Ужгород, Бар – Ужгород или Бар – Измаил) в Румынию и Болгарию.

Южный коридор фактически начинается в г. Оренбург, где в ЕСГ поступает значительный объем добываемого газа, хотя одна нитка газопровода прихо-

дит к г. Оренбург от Юж. Центрального коридора и непосредственно от КС Долгодеревенская. Коридор включает две системы газопроводов: старую систему низкого давления, состоящую из ниток диам. 1220 мм; систему диам. 1420 мм (газопровод «Союз»). Поток газа от г. Оренбург направляется на З. к крупному узловому пункту в г. Александров Гай (Самарская обл.), где коридор пересекается с системой Ср. Азия – Центр, и газ из м-ний Центр. Азии поступает в Южный коридор.

Коридор продолжается до КС Фролово (Волгоградская обл.) и там разветвляется на два направления. Гл. газопроводы коридора следуют дальше на З. к КС Новоосков, откуда газ, как и газ из Юж. Центрального коридора, может быть направлен потребителям на С., на Ю. или на З. Остальные три нитки образуют подкоридор, транспортирующий газ до КС Острогоск (Воронежская обл.), откуда он может быть направлен на З. или передан в коридор Ставрополь – Москва – С.-Петербург.

Наличие других коридоров (вспомогательных) позволяет передавать газ из одной системы газопроводов в другую, что придает ЕСГ большую гибкость и маневренность. Вспомогательные коридоры являются достаточно важными элементами газотранспортной системы в дополнение к гл. транспортным коридорам. Они включают в себя системы газопроводов, к-рые целесообразно обозначить с указанием узловых точек, где осуществляется пересечение их с осн. транспортными коридорами: Ставрополь – Москва – С.-Петербург (Сев. Кавказ – Центр); Ср. Азия – Александров Гай – Петровск – Москва (Ср. Азия – Центр); Кунгур – Полянское – Оренбург; Ниж. Тура – Долгодеревенское – Домбаровка (Челябинская обл.) – Оренбург.

Система газопроводов Ставрополь – Москва – С.-Петербург – одна из старейших в ЕСГ. Первоначально она проектировалась для доставки газа из Ставропольского кр. к центрам потребления в районе гг. Москва и С.-Петербург. Истощение запасов привело к изменению роли этого газопровода, к-рый теперь используется для балансировки газа между гл. транспортными коридорами и для передачи газа от источников поставок в Зап. Сибири в летнее время к газохранилищу в г. Ставрополь для использования его в период зимнего пика потребления (межсистемная перекачка). Коридор выполняет также часть своей первоначальной задачи, осуществляя доставку газа от Северной системы в КС Торжок к г. С.-Петербург через г. Великий Новгород.

Система газопроводов идет от г. Ставрополь на С. к г. Новоосков, где пересекается с Южным и Юж. Центральным коридорами, оттуда – на КС Острогоск, где пересекается с подкоридором, отходящим от Южного коридора на КС Фролово. После этого она проходит через г. Елец (Липецкая обл.), где пересекает подкоридор Центрального коридора



Рис. 2. Зал оперативного управления «Газпрома».

ра (нитка Тула-1), затем идет на С. к г. Серпухов (Московская обл.), через КС Белоусово к г. Торжок, где пересекает Северный коридор и получает газ для доставки в г. Великий Новгород, далее – к гг. С.-Петербург и Выборг для подачи в страны Балтии и экспорта в Финляндию.

Система Ставрополь – Москва – С.-Петербург играет важную роль для баланса газопотоков. Осуществляется ее реконструкция, модернизация, строится новая ветка в обход терр. Украины.

Система газопроводов Ср. Азия – Центр осуществляет передачу газа из Ср. Азии в гг. Александров Гай, Гурьев (Астраханская обл.) и взаимодействие между гл. транспортными коридорами. Газопроводы идут из Ср. Азии (от г. Кунград в Узбекистане к г. Макат в Казахстане), откуда газ транспортируется на З., в г. Гурьев и юж. р-ны России. Осн. система продолжается до г. Александров Гай для подачи газа в Южный коридор, затем – на С.-З. к г. Петровск, где пересекается с Юж. Центральным коридором, и далее к КС Алгасово, где она пересекает гл. часть Центрального коридора. Оттуда система идет на С., пересекаясь с тульским подкоридором Центрального коридора, дальше к г. Рязань и кольцевому газопроводу Московской обл. для доставки газа в пром. районы Подмосковья. Через этот коридор осуществляются крупные перекачки газа между коридорами.

Система газопроводов Кунгур – Полянское – Оренбург – главная для подачи газа из Центрального коридора в Юж. Центральный коридор и из последнего в Южный коридор.

На КС Полянская большая часть газа этого коридора передается в Юж. Центральный коридор, остаток подается на Ю., к г. Оренбург через пром. районы гг. Уфа и Стерлитамак (Башкирия). На этом участке коридора размещены подземные хранилища значительной емкости, что позволяет транспортировать большие объемы газа в требуемом направлении. Ограниченная пропускная способ-

ность газопроводов этой системы диктует необходимость ее расширения и строительства дополнительных объектов для полного использования газохранилищ.

Система газопроводов Ниж. Тура – Долгодеревенское – Домбаровка – Оренбург является частью старой системы Бухара–Урал, к-рая использовалась для транспортировки газа из Ср. Азии в сев. регионы. Начиная с 1990-х гг., в связи с изменением направления потоков, газ в систему поступает из Центрального и Юж. Центрального коридоров, осуществляется подача газа на КС Ниж. Тура в юж. направлении, но лишь малая часть его доходит до КС Долгодеревенская.

К Ю. от КС Долгодеревенская в систему поступает газ из Юж. Центрального коридора, к-рый используется для удовлетворения потребностей пром. центров Урала (гг. Челябинск, Магнитогорск, Орск и др.). Небольшая оставшаяся часть газа передается в Южный коридор, в г. Оренбург для дальнейшей транспортировки. Указанная система газопроводов предназначена для обслуживания крупных пром. потребителей и является маломощной межсистемной перекачкой, осуществляющей лишь незначительные объемы передачи газа между гл. транспортными коридорами.

В ЕСГ имеются газопроводы, к-рые непосредственно поставляют газ к пром. городам вокруг г. Москва и соединяются в единый комплекс кольцевого газопровода Московской обл. Есть также газопроводы, распределяющие газ в район Самара–Миннибаево (Татария), газопроводы Татарии и Башкирии и целый ряд др. распределительных систем. Они связаны с осн. структурой ЕСГ и важны для удовлетворения имеющихся потребностей в газе внутри России.

Перспективы развития ЕСГ России связаны с созданием трех крупных новых систем: от м-ний п-ова Ямал; к З. от КС Торжок; КС Ухта – КС Помарская – КС Фролово до г. Ставрополь.

Ямальский коридор будет проходить от п-ова Ямал до КС Ухта в Северном

коридоре. Со стр-вом нового коридора связано существ. развитие Северной системы между КС Ухта и КС Торжок. Стр-во коридора от КС Торжок обусловлено необходимостью подачи дополнительных объемов газа в Польшу и Германию. Этот газопровод станет частью существующей и развивающейся Северной системы.

Новый газопровод КС Ухта – КС Помарская – КС Фролово предназначен для транспортировки газа от КС Ухта через г. Киров к КС Помарская с *лупингами* от нее до КС Фролово и далее к КС Ставрополь. Сев. часть этого газопровода позволит увеличить надежность ЕСГ за счет передачи газа между Северным и Центральным коридорами.

Газопровод-перемычка Фролово – Ставрополь обеспечивает подачу газа в юж. районы страны для нужд Краснодарского кр., Ростовской обл. с закачкой его в Северо-Ставропольское ПХГ.

ЕСГ – сложная технологич. структура, функционирование к-рой обеспечивается *Оперативно диспетчерское управление* (рис. 2) и производственно-диспетчерские службы дочерних компаний ОАО «Газпром».

Лит.: Галиуллин З. Т., Леонтьев Е. В., Интенсификация магистрального транспорта газа, М., 1991; Надежность систем газо- и нефтеснабжения (под общей ред. Ю. Н. Руденко), М., 1994. О. П. Стурейко, З. Т. Галиуллин.

ЁМКОСТЬ коллектора – суммарный объем открытых пустот породы, связанных между собой в единую систему, по к-рой возможно движение флюидов. Количественно эта величина близка к понятию эффективной пористости – разница между объемом взаимосвязанных пустот (пор, каверн, трещин) и частью пустотного пространства, занятого связанной (остаточной) водой.

Характеризует полезную *Е. коллектора* и его газонефтенасыщенность. Величина *Е. коллекторов* меньше общей пористости на суммарную величину объема закрытого пустотного пространства и части объема открытого пустотного пространства, занятого связанной (остаточной) водой. Величина *Е. коллекторов* меньше открытой пористости на величину объема субкапиллярных пустот (пор и трещин), но к-рым невозможно движение флюидов.

ЕНИСЕЙСКО-ХАТАНГСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Хатангско-Вилуйская нефтегазоносная провинция*.

ЕТЫПУРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газонефтяное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 105 км к Ю. от пос. Тарко-Сале. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. В 1971 открыты залежи газа, в 1982 – нефти.

М-ние приурочено к одноименному валу, осложняющему Верхнепуровский мегавал, и по изогипсе – 2950 м имеет размеры 70 × 16 км, амплитуда св. 200 м. По данным сейсморазведки, структура разбита серией сбросов, ориентированных вдоль оси складки и образующих грабен меридионального простираения. Поверхности разрывных нарушений не являются газогидродинамич. экранами для скоплений углеводородов, в связи с чем дизъюнктивные нарушения оказывают влияние только на геометрию залежей. Газоносными являются терригенные сенонманские отложения верх. мела (пласт ПК₁ на глуб. 732–854 м). Залежь массивная, водоплавающая. Ср. положение ГВК залежи на абс. отметке –767,8 м. Размеры залежи 11,5 × 37 км, высота 115 м.

Продуктивные отложения представлены песчаниками и алевролитами, ср. газонасыщенная толщина 42 м, пористость 29%. Начальное пластовое давление 80 МПа. Дебиты газа 432–466 тыс. м³/сут. Газ метановый (97–98%). В нижележащих отложениях ниж. мела, ачимовской толщи (берриас – валанжин ниж. мела) и верх. юры на глубинах 2229–3227 м выявлено 8 нефтяных залежей.

Начальные запасы газа по категории С₁ составляют 299,5 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

ЖИРНЫЙ ГАЗ, см. *Сырой газ*.

«ЗАБОЙ-1» – комплекс, предназначенный для периодич. удаления жидкости из газовых скважин. Удаление жидкости происходит за счет временного полного или частичного перекрытия потока газа для накопления последнего в кол-ве, достаточном для подъема жидкости к устью скважины. Подробно см. в ст. *Удаление жидкости*.

ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ – давление на забое скважины, обычно приведенное на середину интервала вскрытия продуктивного пласта.

З.д. в работающей газовой скважине наз. динамическим. В длительно простаивающей скважине З.д. является *пластовым давлением* в данной точке продуктивного пласта.

З.д. определяется замером его непосредственно на забое скважины с помощью глубинных манометров или рассчитывается по формулам. Различают расчетный метод определения З.д.: по неподвижному (статич.) столбу газа в скважине (встречается в остановленной скважине); по динамич. потоку газа.

Расчет З.д. по статическому столбу газа ведется по формуле Лапласа:

$$P_3 = P_y \exp(S),$$

где P_3 и P_y – давление газа соответственно на забое и устье скважины, МПа; $S = 0,03415 \frac{\rho L}{T_{cp} Z_{cp}} \left[\rho - \frac{\rho L}{T_{cp} Z_{cp}} \right]$ – относительная (по воздуху) плотность газа; L – глубина скважины, м; $T_{cp} = \frac{T_3 + T_y}{2}$, К; T_3 – темп-ра

на забое скважины (на глубине L), К; T_y – темп-ра на устье скважины, К; Z_{cp} – коэф. сверхсжимаемости газа при T_{cp} и $P_{cp} = \frac{P_3 + P_y}{2}$.

В работающей скважине статич. столб газа может быть в затрубном пространстве (между эксплуатационной колонной и *насосно-компрессорными трубами*). В этом случае также используется барометрич. формула, в к-рой вместо P_y используют затрубное давление – P_{zt} .

При расчете по динамическому столбу газа используется след. формула:

$$P_3 = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \Theta q_r^2},$$

где q_r – дебит газа, тыс. м³/сут; Θ – коэф. динамич. затрат давления: $\Theta = 0,01413 \times$

$$\times 10^{-10} \frac{\lambda Z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d^5} (e^{2S} - 1); \lambda$$

– обобщенный коэф. газодинамич. сопротивления труб; d – внутр. диаметр труб, по к-рым движется газ, м. Коэффициент « λ » определяется по экспериментальным данным, приводимым в соответствующих инструкциях. При совместном движении газа и жидкой фазы он учитывает кол-во жидкой фазы.

Разработаны спец. компьютерные программы для расчета З.д. по статическому и динамическому столбу газа, к-рые учитывают особые условия в газоконденсатных скважинах.

Лит.: Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995. Г. А. Зотов.

ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ – машины преобразующие подводимую с поверхности энергию в механич. работу *породоразрушающего инструмента* или др. устройства при бурении и ремонте скважин.

Энергия гидравлич., электрич. или пневматич. З.д. подводится от источника на поверхности по колонне *бурильных труб* или кабелю и преобразуется в рабочих органах З.д. Различают З.д.: по виду энергоносителя – гидравлич., электрич. или пневматич.; по типу движения, сообщаемого породоразрушающему инструменту, – вращательные и ударные; по особенностям применения – универсальные, для *горизонтального бурения*, колонкового и *наклонно-направленного бурения*; по конструкции – односекционные, секционные, редукторные, бесшпиндельные и шпиндельные и т.д.

Из З.д. вращательного типа практич. применение получили *турбобуры*, *винтовые двигатели*, *турбинно-винтовые двигатели* и *электробуры*, отличающиеся друг от друга по принципу действия и устройству. Осн. характеристики их даны в таблице.

Рабочим органом всех З.д. является система ротор – статор. Ротор закрепляется на валу, а статор – в корпусе. Вал двигателя соединен с породоразрушающим инструментом, а статор – с колонной бурильных труб. Энергоноситель создает на роторе и статоре крутящие моменты, равные по величине и противоположные по направлению.

Активный момент на роторе используется для вращения породоразрушающего инструмента, а реактивный на статоре –

Таблица. Основные характеристики забойных двигателей вращательного типа

Параметры сравнения	Турбобур		Винтовой двигатель	Турбинно-винтовой двигатель	Электробур	
	безредукторный	редукторный			безредукторный	редукторный
Диаметр, мм	102–240	107–240	42–240	172–240	127–240	164–240
Длина, м	7,6–26,2	13–45	0,7–7,9	13,5–20,8	8,6–13,8	11,2–11,5
Расход жидкости, л/с	10–55	8–45	0,3–50	18–40	–	–
Частота вращения, мин ⁻¹	240–800	110–410	20–450	80–270	300–690	140–180
Перепад давления, МПа	3,1–10,3	3–7,3	4,0–11,2	6,2–9,1	–	–
Крутящий момент, Нм	290–4090	500–5800	3–14000	2200–10000	330–7000	2600–6230
Напряжение, В	–	–	–	–	750–1750	1000–1350
Сила тока, А	–	–	–	–	50–144	52–113
Отношение M/n , кгм/мин	0,21	6,27	5,5	0,3	0,16	0,9
Уд. момент, кгм/м	4,3	18,1	84,4	21,2	9,1	15,5
Уд. мощность, кВт/м	2,3	1,8	9,2	2,1	6,2	3,5

воспринимается колонной бурильных труб, стенками скважины и в приводных механизмах, размещенных на поверхности. Помимо рабочих органов осн. элементом З.д. являются корпус, осевая и радиальные опоры, уплотнение выхода, корпус и наддолготный переводник.

З.д. ударного типа сообщают породоразрушающему инструменту возвратно-поступательное движение. Рабочим органом такого двигателя является поршень-молоток. Движение молотка вниз (рабочий ход) и вверх (обратный ход) обеспечивает автоматич. перепуск жидкости или сжатого газа.

К З.д. ударного типа относятся: гидроударники (приводятся в движение жидкостью) и пневмоударники (приводятся в движение сжатым газом). З.д. ударного типа в нефтегазовой пром-сти практически не применяются.

Использование З.д. по сравнению с роторным способом привода породоразрушающего инструмента обеспечивает повышение технико-экономич. показателей бурения за счет увеличения механич. скорости, сокращения кол-ва аварий с бурильной колонной и снижения энергозатрат. Особенно эффективно применение З.д. при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также в капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин.

Лит.: Гусман М. Т. и др., Расчет, конструирование и эксплуатация турбобуров, М., 1974; Фоменко Ф. Н., Бурение скважин электробуром, М., 1974; Балденко Д. Ф. и др., Винтовые забойные двигатели, М., 1999.

Д. Ф. Балденко.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ – сброс или поступление иным способом в водные объекты, а также образование в них вредных веществ, к-рые ухудшают качество поверхностных и *подземных вод*, ограничивают использование либо негативно влияют на состояние дна и берегов водных объектов.

Загрязнение водной среды оценивается по определенным критериям, определяющим фактором в разработке к-рых является установление экологически допустимого уровня воздействия на водную среду. Осн. критерии: санитарно-гигиенич. свойства; общице и специфич. гидрохимич. показатели; экологич. интегральные показатели.

Состояние загрязнения вод по гидрохимич. показателям определяется путем сравнения концентрации нормируемых *загрязняющих веществ* в водоеме со значением *предельно допустимой концентрации* для данной категории водоемов.

В России система контроля загрязнения вод базируется на химич. методах анализа. Эта система не позволяет оценить биологич. полноценность вод, учесть влияние трансформации веществ в водной среде, их взаимодействия и комплексообразования. Последние могут учесть только критерии экологич. нормирования вод.

Осн. отличие методич. подходов к экологич. нормированию от гигиенического: санитарно-гигиенич. подходы в качестве

гл. условия выбирают только здоровье населения; экологич. позиции – сохранение генофонда биоты (совокупности живых организмов) в целом.

Примерами экологич. критериев могут быть названы показатели качества поверхностных вод по системе *биоиндикации* в природных условиях (учет наличия и условной значимости индикаторных организмов в водоемах) и показатели токсичности природных и *сточных вод* по биотестам (степень токсичного воздействия воды на определенный биологич. объект).

Н. В. Пападько.

ЗАГРЯЗНЯЮЩЕЕ ВЕЩЕСТВО, загрязнитель, – вещество, вызывающее нарушение норм качества воды.

Осн. загрязнителями *сточных вод* в отрасли являются взвешенные и органические вещества, биогенные элементы (соединения азота и фосфора) и ряд специфических загрязнителей, определяемых особенностями осн. и вспомогательного произ-в.

Сухой остаток характеризует общее содержание примеси в воде (взвешенные, коллоидные и растворенные вещества). Определяется выпариванием и высушиванием пробы, в результате чего удаляются все летучие компоненты. Показатель имеет широкие пределы: в хоз.-бытовых стоках от 100 до 1000 мг/л.

Взвешенные вещества – важный показатель при оценке загрязненности водных объектов сбрасываемыми сточными водами – частицы нерастворимого твердого вещества, распространенные по всему объему жидкости. При характеристике сточных вод за взвешенное вещество принято принимать кол-во З.в., к-рое задерживается на бумажном фильтре с наибольшим размером пор, не допуская задерживания коллоидных частиц. Содержание взвешенных веществ в очищенных сточных водах отрасли зависит от эффективности очистки и составляет 3–40 мг/л.

Содержание сульфатов и хлоридов в сточных водах в большей степени обуславливается качеством исходной воды. Согласно санитарным нормам, содержание сульфатов в водопроводной воде не должно превышать 500 мг/л (обычно в питьевой воде содержится 100–150 мг/л), в промстоках их содержание может достигать нескольких г/л.

При биологич. очистке в аэробных условиях *аэротенков* (в присутствии кислорода воздуха) сульфаты не претерпевают биохимич. воздействия, но в анаэробных условиях (при отсутствии кислорода воздуха) восстанавливаются до сульфидов, что иногда наблюдается в сточных водах при их застое и гниении. В ряде случаев в сточных водах обнаруживаются сульфиды железа, если к вышеназванным условиям прибавляется *коррозия* металла сооружений.

Содержание хлоридов в природных водах различное: в речной воде не более 10 мг/л, в питьевой воде (по санитарным правилам) не более 350 мг/л, в промстоках может достигать нескольких десятков г/л.

Биогенные элементы – вещества, входящие в состав живых организмов и необходимые для их жизнедеятельности. Осн. из них – азот и фосфор. Поступление большого кол-ва соединений азота и фосфора в водные объекты приводит к их эвтрофированию, т. е. к повышению уровня биологич. продуктивности, что нарушает процессы саморегуляции в биоценозах. Вследствие этого в них начинают доминировать виды, наиболее приспособленные к изменившимся условиям (хлорококковые и синезеленые водоросли, вызывающие «цветение» воды). Ведущая роль при возникновении «цветения» водоемов принадлежит синезеленым одноклеточным водорослям, к-рые в нормальных условиях присутствуют в каждом водоеме. При использовании цветущей воды в качестве питьевой возникает риск поражения печени и заболевания центр. нервной системы.

В значительных кол-вах аммонийный азот (NH_4) токсичен для рыб и требует на свое окисление в водоеме большое кол-во растворенного кислорода.

Нитраты, попадая в желудочно-кишечный тракт, превращаются в нитриты, быстро всасываются в кровь, ухудшают снабжение тканей кислородом, в результате чего развивается гипоксия у человека и рыб.

Высокое содержание соединений фосфора в воде способствует сильному размножению бактериальной, в т. ч. патогенной, флоры.

Все это объясняет повыш. требования к обеспечению нормативов содержания биогенных элементов в сточных водах, сбрасываемых в водные объекты. Сброс биогенных веществ (в мг) с хоз.-бытовыми водами составляет (в расчете на 1 жителя в сутки): азот аммонийный 7800–8000, фосфаты 1500–1800.

Содержание в сточных водах тяжелых металлов обусловлено природным качеством используемой воды. Наиболее распространены в воде катионы: Fe, Cu, Mn. Иногда в подземных водах наблюдается повыш. содержание K, Ca, Mg и др. Разнообразные соединения металлов угнетающе действуют на активный ил биологич. очистных сооружений. Микроорганизмы активного ила не только сами подвергаются токсичному воздействию металлов, но в результате своей окислительной деятельности могут усугублять токсичность металлов за счет образования более токсичных соединений.

Попадание металлов и их соединений в природные водоемы экологически опасно, т. к. металлы перераспределяются в воде и гидробионтах (организмах, обитающих в водной среде), аккумулируясь в них до опасных концентраций.

К специфичным загрязнителям относятся вещества, попадание к-рых в сточные воды обусловлено технологией осн. и вспомогательного произ-ва, а также вещества, присутствующие в хоз.-бытовых сточных водах и не входящие в перечень общих санитарных показателей: нефтепродукты, *метанол*, *диэтиленгликоль*, фенолы, *поверхностно-активные*

вещества, а также производные или составляющие этих веществ и продукты их трансформации.

Нефтепродукты – разл. по составу смеси углеводородов (алифатич., ароматич., алициклич.). Содержание их в сточных водах – кол-во неполярных и малополярных углеводородов, экстрагируемых органич. растворителями. В большинстве своем нефтепродукты очень медленно биохимически окисляются, токсически действуют на активный ил и нарушают процесс дыхания клеток ила. Поэтому удалять их следует на стадии предварительной очистки и по возможности не допускать их попадания на биологич. очистные сооружения. *Предельно допустимая концентрация* (ПДК) нефтепродуктов для водоемов рыбохозяйств. назначения 0,05 мг/л.

Синтетич. поверхностно активные вещества (СПАВ) в природных средах плохо разрушаются. При концентрации их в воде более 0,3–0,5 мг/л наблюдается интенсивное образование пены на поверхности водоема, приводящее к нарушению кислородного режима. Наличие СПАВ в сточных водах, поступающих на биологич. очистку, ухудшает процесс первичного отстаивания и препятствует доступу кислорода в клетки микроорганизмов. Экологич. опасность СПАВ изучена недостаточно.

В процессе биологич. очистки удаляется до 80% «биологически мягких» (т.е. биоразлагаемых) СПАВ, «биологически жестких» (частично или полностью не разлагаемых биологич. методами) – не более 40%.

Содержание СПАВ в хоз.-бытовых сточных водах от 5 до 40 мг/л. Учитывая многостадийность распада СПАВ, при их высоких содержаниях очистку сточных вод необходимо осуществлять в две ступени – в аэротенках и биопрудах или в качестве доочистки использовать фильтры.

Фенолы в хоз.-бытовых сточных водах встречаются в незначительных кол-вах. В пластовых водах их содержание может достигать до нескольких г/л. Летучие фенолы наиболее токсичны. Степень их биохимич. распада на сооружениях биологич. очистки в зависимости от исходной концентрации достигает 95% (при условии, что активный ил хорошо к ним адаптирован). Фенолы обладают антисептич. свойствами, что объясняет их высокотоксичное действие на активный ил, подавление процесса нитрификации в аэротенках. ПДК фенолов для водоемов рыбохозяйств. назначения 0,001 мг/л.

Метанол, диэтиленгликоль (ДЭГ) – привносимые загрязнители *пластовых вод* (реагенты, используемые при добыче и подготовке газа), содержание к-рых от 1 до 10% и более.

ПДК (в мг/л) для водоемов рыбохозяйств. назначения: метанол 0,1; ДЭГ 0,05. Метанол и ДЭГ относятся к биоразлагаемым веществам при условии предварительной адаптации биоценоза к загрязнителям.

Н. В. Попадьюк.

ЗАКОНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ на ПХГ, см. в ст. *Конструкция скважины на ПХГ*.

ЗАКОН ДАРСИ, линейный закон фильтрации, – эмпирич. соотношение, устанавливающее линейную связь между скоростью фильтрации (V) и перепадом давления (ΔP) при течении флюида (жидкость, газ) через образец пористой среды длиной Z :

$$\frac{\Delta P}{Z} \cdot K_{\phi} = V,$$

где $K_{\phi} = \frac{\mu}{K}$ – коэф. фильтрации (μ – коэф. динамич. вязкости флюида; K – эмпирич. коэф. проницаемости пористой среды).

В дифференциальной форме З. Д. записывается в виде:

$$- \frac{dP}{dx} = \frac{\mu V}{K}$$

Знак (–) показывает, что вектор скорости фильтрации и вектор градиента давления ($\text{grad } P = \frac{dP}{dx}$) противоположны по направлению.

При использовании размерности в системе СИ (P – Па; Z – м; V – м/с; μ – Па·с) коэф. проницаемости K – мкм². На практике чаще используют в качестве единицы проницаемости дарси (1Д = 1,02 мкм²).

З. Д. можно истолковывать как выражение закона сопротивления при *фильтрации*, к-рый характеризует вязкостные затраты энергии.

З. Д. установлен франц. инж. А. Дарси (1856) при проведении экспериментальных исследований по движению воды в трубах, заполненных песком, – вертикальных песчаных фильтрах. В дальнейшем З. Д. подвергался многочисл. экспериментальным проверкам на разл. типах пористых сред. В результате этих исследований было показано, что имеют место пределы применимости З. Д. с верх. и ниж. границами.

Верх. граница определяется с заметным влиянием инерционных затрат энергии (в совокупности с вязкостными затратами) при высоких скоростях фильтрации. Эти дополнительные затраты энергии приводят к нарушению линейного соотношения между градиентом давления и скоростью фильтрации, к-рая переходит в область *нелинейных законов фильтрации*.

Ниж. граница применимости З. Д. определяется проявлением неньютоновских реологич. свойств флюида, его взаимодействия с твердым скелетом пористой среды при достаточно малых скоростях фильтрации.

Верхнюю границу применимости З. Д. обычно характеризуют нек-рой величиной скорости фильтрации – критич. скоростью фильтрации ($V_{кр}$) и безразмерным критич. (предельным) значением числа Рейнольдса – $Re_{кр}$.

В механике число Рейнольдса по физич. смыслу представляет собой отношение сил инерции к силам вязкостного

трения. В связи с этим при фильтрации оно равно:

$$Re_{кр} = V_{кр} \frac{d\rho}{\mu},$$

где ρ и μ – соответственно плотность и динамич. вязкость флюида; d – параметр пористой среды, влияющий на проявление инерционных и вязкостных сил.

Разл. исследователи использовали в качестве параметра « d » многие характерные размеры поровой структуры (эффективный диаметр и др.) и получали разл. значения $Re_{кр}$. Однако универсальной зависимости для разл. пористых сред получено не было.

Для удобства сопоставления экспериментальных исследований был предложен безразмерный параметр, назв. параметром Дарси (Да):

$$Da = \frac{V\mu Z}{K\Delta P}$$

По физич. смыслу параметр Дарси представляет отношение силы вязкостного трения ($V \frac{\mu}{K}$) к силе давления ($\frac{\Delta P}{Z}$).

При справедливости З. Д. соблюдается условие $Da = 1$.

Ряд исследователей предложили использовать в качестве числа Рейнольдса соотношение:

$$Re = \left(\frac{\rho}{\mu}\right) \cdot \left(\frac{K}{l}\right) \cdot V,$$

где l – коэф. «макршероховатости» среды (характеристика пористой среды).

При использовании этого определения для числа Рейнольдса можно получить универсальное нелинейное соотношение для параметра Дарси (при $Re \geq Re_{кр}$):

$$\frac{1}{Da} = 1 + Re.$$

Из этого соотношения следует, что при $Re \geq Re_{кр}$ параметр Дарси равен 1, т.е. соблюдается З. Д.

При совместном течении в пористой среде двух несмешивающихся жидкостей (напр., вода – газ, вода – нефть, нефть – газ, конденсат – газ и др.) используется обобщенный З. Д. введением понятия *фазовая проницаемость*. В этом случае для каждой среды (газ, жидкость) в З. Д. используется скорость фильтрации каждой фазы, вязкость фазы и фазовая проницаемость, зависящая от насыщенности пористой среды данной фазы.

Исследованиями установлено также, что нарушение З. Д. при фильтрации газа сопровождается акустич. эффектами (шумовые эффекты), к-рые по своим характеристикам являются новыми акустич. параметрами пористой среды.

Лит.: Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа (пер. с англ.), М., 1965; Зотов Г. Я., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Николаевский В. Н. и др., Механика насыщенных пористых сред, М., 1970; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ЗАПАДНО-ПРЕДКАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – крупнейшая в мире по запасам и ресурсам газа и нефти. Занимает одноименную низменность и акваторию юж. части Карского м. В адм. отношении расположена в пределах Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского авт. округов, Тюменской и Томской областей, частично Красноярской кр. (левобережье р. Енисей), Омской, Новосибирской и Свердловской областей.

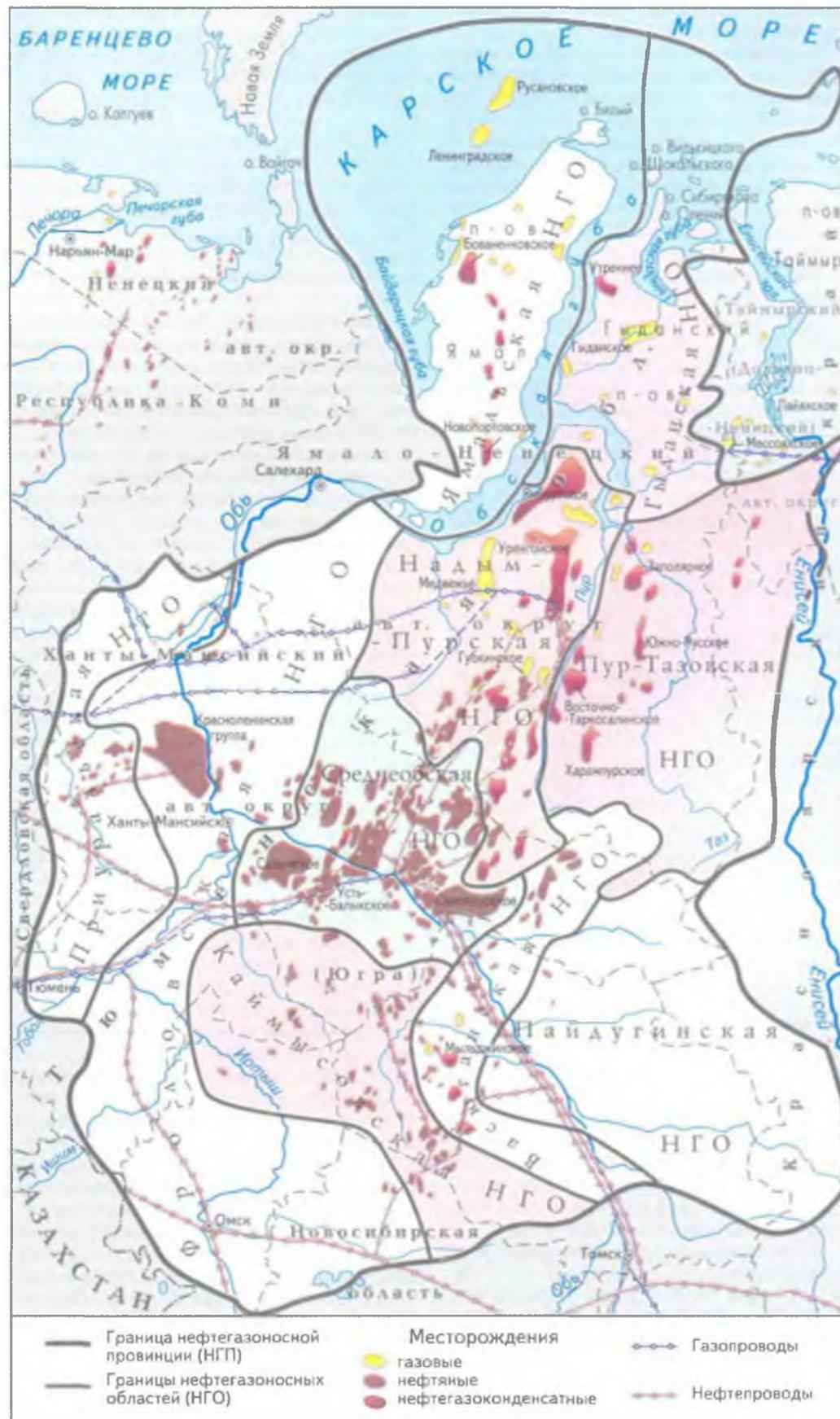
В геологич. отношении приурочена к молодой *Западно-Сибирской плите*.

Планомерные поисково-разведочные работы на нефть и газ начались в 1948. Первое газовое Березовское м-ние открыто в 1953 при бурении опорной скважины в верхнеюрских породах. Пром. приток газа получен в 1962 из верхне-меловых (сеноманских) отложений при бурении Тазовской опорной скважины, что предопределило расширение геолого-разведочных работ в сев. части провинции. За сравнительно короткий срок были открыты гигантские и уникальные *Губкинское месторождение* и *Заполярье месторождение* в 1965, Комсомольское м-ние и *Уренгойское месторождение* в 1966, *Медвежье месторождение* в 1967. *Ямбургское месторождение* в 1969. К нач. 2000 в пределах провинции открыто 575 м-ний углеводородов разл. типа, фазового состояния и величины, в т.ч. св. 200 м-ний с залежами *свободного газа* (из них 2 на шельфе Карского м. и 2 в Обской губе). На нач. 2004 начальные выявленные запасы свободного газа в провинции составляют 57,1 трлн. м³ (суша и рельеф).

Газосодержащие м-ния распространены повсеместно (рис.), однако наиболее крупные из них сосредоточены в сев. части провинции – в *Надым-Пур-Тазовском нефтегазоносном регионе*, *Ямальской нефтегазоносной области* и *Гыданской нефтегазоносной области*. В центр. и юж. районах провинции природный газ находится б.ч. в *газовых шапках*.

В осадочном чехле провинции выделяются региональные *нефтегазоносные комплексы* (НГК): юрский, ачимовский, неокон-аптский и альб-сеноманский.

Юрский НГК сложен песчано-глинистой субугленосной толщей ниж. – ср. юры (тюменская региональная свита и ее аналоги) и келловей – оксфорда верх. юры (васюганская, сиговская свиты) общей мощностью от 100 до 2000 м (на С. провинции). *Природные резервуары* характеризуются пониженными и низкими величинами *фильтрационно-емкостных свойств* (ФЕС) коллекторов, особенно на глубинах св. 3 км в условиях *пластовых температур* более 100 °С. В преим. газосных сев. районах провинции в горизонтах Ю₁ (келловей – оксфорд) и Ю₂₋₄ (верхи ср. юры) фоновые величины открытой пористости составляют 12–15%, проницаемости – единицы



Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

мД. Притоки газа из юрских песчаников обычно не превышают первых сотен тыс. м³/сут, нефти – от первых единиц т до 30 т/сут.

Региональной покрывкой для юрского комплекса служат глинистые и глинисто-кремнистые породы верх. юры, ниж.

мела (берриас и валанжин), а на З. региона – всего неокон-аптской общей мощностью от 150 до 700 м. В разрезе преим. глинистой толщи развиты проницаемые горизонты: в баженовской свите (волжский ярус верх. юры) – горизонт Ю₀ и в ачимовской толще (берриас – ниж. валан-

жин), осложняющей региональную по- крышку, – горизонты Ач₁–Ач₇.

Баженовская свита рассматривается часто как самостоятельный нефтегазо- вый горизонт, а ачимовская толща как самостоятельный ачимовский НГК со своеобразным распространением по площади коллекторов. В горизонте Ю₀ коллекторы связаны с трещиноватыми битуминозными аргиллитами. В ачимов- ской толще развиты коллекторы (пес- чано-алевролитовые пласты) зонально- го распространения. Контроль залежей нефти и газа литологический.

Неоком-аптский (нижнемело- вой) НГК – ведущий по запасам и ресурсам нефти и 2-й по запасам и ресур- сам свободного газа и конденсата. Бес- конденсатные скопления газа в газовых и нефтегазовых залежах встречены на не- скольких м-ниях п-овов Ямал и Гыдан- ского: Бованенковское месторождение (ТП₁₋₆), Новопортовское месторожде- ние (ТП₁), Утреннее, Гыданское и Солет- ское (ТП₁–ТП₁₀), в самых верх. горизон- тах (апт).

Комплекс залегает на глубинах от 1,2 до 3,7 км, открытая пористость 22–25% и проницаемость 0,10–0,30 мкм² в аптских песчано-алевролитовых породах и соот- ветственно до 16–20% и 0,01–0,10 мкм² в низах неокома. Дебиты газа из нео- комских и аптских горизонтов сев. рай- онов провинции составляют от 50 до 400 тыс. м³/сут.

Альб-сеноманский НГК залегает в интервале глубин 500–2000 м. Является ведущим по разведанным запасам и на- чальным суммарным ресурсам свободно- го газа. Осн. особенность комплекса – резкое преобладание ресурсов газа над ресурсами нефти.

Альб-сеноманские песчано-алевроли- товые породы обладают высокими кол- лекторскими свойствами: открытая по- ристость 28–34%, проницаемость 0,1– 1,0 мкм². ФЕС соответствуют высокие де- биты газа 400–1000 тыс. м³/сут (абсо- лютно свободный дебит нередко до 2,0 млн. м³/сут).

На локальных поднятиях, нарушенных высокоамплитудными разломами, под га- зовыми шапками присутствуют нефтя- ные оторочки со значительными геоло- гич. запасами тяжелой нефти (Русское, Северо-Комсомольское м-ния и др.).

Кроме перечисленных основных НГК выделяют еще верхнемеловой га- зоносный комплекс (турон-сено- нский), залежи в кром распространены спорадически (на 7 м-ниях) и генети- чески связаны со скоплениями газа в сеномане, а также нефтегазоносный комплекс зоны контакта (НГЗК) – верх. дезинтегрированная часть склад- чатого фундамента. Вторичные коллекто- ры продуктивны на эрозионно-тектонич. выступах доюрских (чаще карбонатных) пород при контакте с юрскими отложе- ниями.

В отложениях НГЗК выявлено 20 м-ний, содержащих 25 залежей нефти, газа и конденсата. Они сосредоточены в осн. в юго-вост. нефтегазоносных об-

Таблица. Степень концентрации запасов и ресурсов газа в месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (на начало 2001)

	Всего по провинции	Интервал запасов (трлн. м ³)				
		менее 0,100	0,101–0,300	0,301–1,000	1,001–3,0	более 3,0
Суммарные выявленные начальные запасы	55,7	3,2	5,7	10,2	8,9	27,7
Число газосодержащих м-ний	204	143	33	18	6	4

ластях провинции. Залежи пластовые и массивные, как правило, окраиновые (тектонически, литологически или стратиграфически). Из пород «коренного» палеозоя получен слабый приток нефти на Малоичском м-нии и мощные притоки низкоконденсатного газа на сев.-вост. по- гружениях Новопортовского вала.

З.-С. н. п. отличается от других про- винций мира чрезвычайно высокой степе- нью концентрации открытых запасов и начальных потенциальных ресурсов газа (табл.).

Как видно из табл., в небольшом числе крупнейших, гигантских и уникальных по запасам м-ний свободного газа сосре- доточено св. 90% суммарных выявлен- ных запасов провинции. Все гигантские, крупнейшие и большинство крупных и средних по запасам м-ний углеводоро- дов – многопластовые. В разрезе ряда м-ний число единичных газовых и газо- конденсатных залежей превышает 20–30 (Комсомольское – 45, Губкинское – 37, Тасийское – 35, Утреннее – 34 и т. д.). Общее число единичных скоплений сво- бодного газа св. 1000.

Наиболее крупные по запасам свобод- ного газа м-ния (трлн. м³): Уренгой- ское – 12,5; Ямбургское с Харвутинской площадью – 7,0; Бованенковское – 4,9; Заполярное – 3,6; Медвежье – 2,3.

Самой крупной по размерам и началь- ным запасам является массивная газо- вая залежь в горизонтах ПК₁₋₆ сеномана м-ния Большой Уренгой, объединяющего Уренгойскую, Ен-Яхинскую и Песцовую площади (7,6 трлн. м³).

По принятой в Зап. Сибири схеме неф- тегазогеологического районирования в со- ставе провинции выделено 11 нефтегазо- носных и газонефтеносных (ГНО) об- ластей: Васюганская, Пайдугинская, Кай- мысовская, Фроловская, Приуральская, Среднеобская, Надым-Пурская, Пур-Та- зовская нефтегазоносные области, Ямаль- ская нефтегазоносная область, Гыдан- ская нефтегазоносная область, Южно- Карская ГНО.

Преим. или исключительно нефтенос- ными являются Фроловская ГНО, Сред- необская ГНО, Каймысовская ГНО, Ша- имский нефтегазовый р-н (НГР) При- уральской ГНО, Межовский НГР и др. Преим. или исключительно газоносными являются Пайдугинская ГНО, Березов- ский НГР Приуральской ГНО, сев. рай- оны Надым-Пурской ГНО и Пур-Тазов- ской ГНО, Ямальская ГНО и Гыданская ГНО.

Максимальным ареалом распростра- нения пром скоплений углеводородов обладает НГЗК и базальные горизонты юрского НГК. От юры к неокомским, аптским и альб-сеноманским толщам аре- алы распространения залежей углеводо- родов сокращаются. Самые многозалеж- ные м-ния располагаются в приосевой части Западно-Сибирского осадочного ме- габассейна.

На глубинах 0,4–1,8 км в области совр. темп-р до 50 °С обнаружены только чисто газовые и газонефтяные с отороч- ками тяжелых (нафтенных) нефтей бес- конденсатные и низкоконденсатные за- лежи независимо от стратиграфич. при- уроченности вмещающих пород и типа органич. вещества в них. В диапазоне глубин от 1,2 до 3,5 км и темп-р от 50° до 120 °С встречаются разл. типы нефтяных и газоконденсатных скоплений. В глубо- козалегающих горизонтах и в зонах гео- термич. аномалий на ср. глубинах, где совр. темп-ра св. 115 °С, обнаружены га- зоконденсатные и газоконденсатно-неф- тяные залежи с оторочками легких неф- тей.

В сев. районах провинции, в пределах крупных локальных структур, от кровли сеномана до верх. и ср. горизонтов юры продуктивен весь разрез.

От сеномана к низам юры наблюдается вертикальный ряд скоплений углеводо- родов, свойственный преим. газоносным областям: залежи сухого газа в альб-се- номанском комплексе сменяются низко- конденсатными скоплениями в низах альба и в апте, газоконденсатными скоп- лениями со ср. и повышенным содержа- нием конденсата в аптских и барремских горизонтах, а глубже наряду с газокон- денсатными появляются газоконденсат- но-нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления, к-рые вновь сменяются газо- выми скоплениями в базальных горизон- тах юры, НГЗК и «коренном» палеозое. Распределение и содержание конденсата в газах зависит от термобароглубинных условий локализации.

К нач. 1960 запасы газа в провинции составляли 50,2 млрд. м³. Прирост раз- веданных запасов газа (в трлн. м³) со- ставил: 8,8 (1961–70); 18,33 (1971–80); 14,6 (1981–90); ок. 3 (1991–97). Высо- кая эффективность поисково-разведоч- ных работ была обусловлена высокой концентрацией ресурсов газа в уникаль- ных по запасам м-ниях суши и шельфа, а также невысоким уровнем изученности на начальном этапе освоения (до 1975),

когда открывались, в первую очередь, наиболее крупные м-ния.

На нач. 2004 оценка начальных потенциальных ресурсов природного газа в провинции составила (трлн. м³): суша 97,8; шельф Карского м. 36,1. Текущие разведанные запасы ок. 35 трлн. м³. При этом около половины текущих запасов сосредоточено в альб-сеноманском НГК, из к-рого получена практически вся накопленная добыча и св. 80% текущей добычи газа.

По компонентному составу газов распределение запасов следующее: метановые сухие газы 25,4 трлн. м³, этансодержащие (содержание этана 3% и более) 10,1 трлн. м³.

В связи с истощением базовых м-ний для разработки уникальных по запасам сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского региона (м-ния Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) ежегодное падение объема добычи составляет 25 млрд. м³. Восполнение дефицита может быть получено за счет новых менее выработанных запасов (Заполярье м-ние – сеноманские, неокомские и ачимовские залежи), подготовки новых запасов в Надым-Пур-Тазовском регионе и ввода в разработку сеноманских, альбских и аптских залежей Ямальской НГО. Перспективы поисков и разведки новых газосодержащих залежей и прироста новых запасов газа на суше провинции связаны с вост. и сев.-вост. районами Надым-Пур-Тазовского региона (Большехетская вид. и др.), Гыданской НГО и повсеместно с юрским продуктивным комплексом. Но главное значение приобретает акватория Карского м. (подробно см. в ст. *Нефтегазоносность недр шельфа*).

Лит.: Контарович Э. А. и др., Геология нефти и газа Западной Сибири, М., 1975; Ермаков В. И. и др., Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири, М., 1997.

В. А. Скоробогатов.

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ПЛИТА – молодая эоценовая структура, соответствующая площади Западно-Сибирской низменности; продолжается на С., на шельф Карского м. Занимает сев. часть Урало-Монгольского складчатого пояса. На З. она ограничена Урало-Новоземельским выступом фундамента, на В. примыкает к *Сибирской платформе*, на Ю.-В. ограничена Казахстано-Тянь-Шанским и Южно-Сибирским выступами фундамента; от Туранской плиты она отделена Кустанайской седловиной.

По геофизич. данным, более 2/3 площади фундамента занимают крупные срединные массивы (Ханты-Мансийский, Карский, Верхнекассский, Нядаяхский и Ямальский), сложенные гнейсами и зеленокаменно-измененными эффузивами предположительно архейско-нижнепротерозойского возраста. Срединные массивы окружены складчатыми системами, сформированными в разное время: байкальскими (поздний докембрий), салаирскими (кембрий), каледонскими (кон. триаса – начало ср. палеозоя) и герцинскими (кон. девона – начало триаса).

Для них характерны линейно вытянутые магнитные аномалии, позволяющие выявить их простираение под осадочным чехлом плиты. От срединных массивов складчатые системы отделены тектонич. разломами.

В строении фундамента большую роль играет т. н. *переходный комплекс* – толща девона, карбона и перми, выполняющие впадины типа Минусинской и Тенизской. Погребенные впадины расположены б. ч. на срединных массивах (напр., Тегульдетская вид. Верхнекассского срединного массива, где мощность переходного комплекса до 10 км). В платформенном комплексе плиты выделяют триас-нижнеюрский и юрско-кайнозойский этажи.

Триас-нижнеюрские породы выполняют узкие грабены-рифты дл. до 300 км при шир. 60–80 км. Впадины группируются в линейные зоны субмеридионального простираения, пересекающие почти всю территорию, на к-рой позже сформировался чехол З.-С. п. Самые протяженные из таких зон приурочены к древним разломам в фундаменте плиты, отделяющим срединные массивы от складчатых систем. Рифтовые зоны погребены под чехлом и выявлены в осн. по геофизическим данным и данным бурения. Большинство рифтов заполнено базальными отложениями туринской серии ниж.- ср. триаса, в т. ч. базальтовыми покровами.

Площадь распространения юрско-кайнозойского осадочного чехла в пределах мегабассейна (суша и шельф Карского м.) превышает 3 млн. км², объем юрских, меловых и кайнозойских слабо преобразованных осадков оценивается в 10–11 млн. км³.

Формирование Западно-Сибирского мегабассейна обусловлено раннетриасовым рифтогенезом и прогибанием земной коры в течение мезозоя и кайнозоя в 3 стадии: ранняя – пострифтовая (ср. триас – ср. юра); средняя – платформенная (кон. ср. юры – эоцен) и поздняя – неотектоническая (кон. эоцена – антропоген).

В вертикальном разрезе плиты выделяются: гетерогенный складчатый фундамент; переходный (доплитный) комплекс – осадочно-вулканогенные породы триасового и частично палеозойского возраста; плитный чехол – юрские, меловые и кайнозойские отложения. В сев. и вост. районах плиты чехол, вероятно, наращивался за счет терригенных триасовых и терригенно-карбонатных среднепалеозойских пород широкого площадного распространения.

Складчатый фундамент включает блоки карельской (?) и байкальской консолидации в восточной (приенисейской) и сев. частях провинции; каледонские – в юж. и юго-восточной, герцинские складчатые системы – в западной (приуральской) и центр. частях. Поверхность разновозрастного фундамента погружается в центр. части провинции до глубины 3–4,5 км, на С. до 7–12 км.

Для переходного комплекса характерно дискретное развитие по площади провинции. Особая роль принадлежит системе

триасовых грабено-рифтов (Колтогорско-Уренгойский и др.), к-рые продолжали унаследованное развитие в юре, мелу и кайнозое. В кровле доюрского комплекса пород во многих районах развита кора выветривания мощностью до 70 м.

Плитный осадочный чехол развит повсеместно. В разрезе чехла выделяются структурно-литологич. комплексы (СЛК), различающиеся по литологии, формационному составу, мощности и особенностям нефтегазоносности.

Нижне-среднеюрский СЛК (тюменская региональная свита) сложен чередованием пластов песчаников, алевролитов и глин с прослоями углей, углестых и слабобитуминозных аргиллитов континентального, лагуно-континентального и дельтового генезиса с отд. прослоями и пачками морских глин и глинистых алевролитов (в осн. в сев. районах). Выделяются песчано-алевролитовые горизонты Ю₂–Ю₁₇. Мощность комплекса возрастает в центр. части плиты и в сев. направлении от 100 до 1700 м.

Верхнеюрский (келловей-оксфордский) СЛК (мощность от 30 до 300 м) распространен в вост. половине плиты и включает отложения васюганской, сиговской и наунакской свит. Представлен в осн. морскими песчано-глинистыми породами. Выделяется группа проницаемых горизонтов Ю₁.

Выше залегает морская глинисто-кремнистая толща верх. юры – валанжина ниж. мела (неокома, на З. плиты) мощностью 150–700 м. С З. на В. происходит последовательное опесчачивание толщи и расчленение ее клиноформными песчано-алевролитовыми телами (ачимовская толща берриас – ниж. валанжина).

В стратиграфич. диапазоне верх. валанжин – сеноман выделяется мощная толща (1500–3000 м), сложенная чередованием терригенных пород, углей и углестых сланцев (мегионская, вартовская и покурская региональные свиты, составляющие усть-тазовскую серию Надым-Пур-Тазовского междуречья).

В неоком-аптском СЛК (верх. валанжин – низы апта) выделяются песчано-алевролитовые проницаемые горизонты Б и А прибрежно-морского и континентального генезиса. В аптской части разреза (низы покурской свиты Надым-Тазовского междуречья) выделяются горизонты ПК₁₆–ПК₂₂. На п-ове Ямал и Гыданском п-ове в разрезе танопчинской свиты выделяются горизонты ТП₁–ТП₁₀ (апт) и ТП₁₁–ТП₂₀ (верхи неокома).

Проницаемые горизонты альб-сеноманского СЛК индексируются как ПК₁–ПК₁₀ для сеномана и ПК₁₁–ПК₁₅ для альба (на п-ове Ямал ПК₁–ПК₁₀ и ХМ₁–ХМ₂) и сложены песчаниками и алевролитами. Общая мощность альб-сеноманского комплекса в *Надым-Пур-Тазовском регионе* составляет 500–700 м.

От валанжина к сеноману и с Ю.-З. на С.-В. от Ср. Приобья к Надым-Тазовскому междуречью уменьшается пористость пород и увеличивается песчаность и угленасыщенность разреза.

Верхнемеловые и палеогеновые (турон-олигоценные) глинисто-кремнистые отложения мощностью от 500 до 1200 м повсеместно имеют морской генезис.

Западно-Сибирский мегабассейн является крупнейшей угленосной провинцией закрытого типа, в которой количество и суммарная толщина угольных пластов увеличиваются в сев. направлении. Кроме Ляпинской, Северо-Сосьвинской, Чулымской и др. окраинных впадин (угленосных суббассейнов), высокой угленасыщенностью характеризуются разрезы усть-тазовской серии верх. валанжина – сеномана Надым-Тазовского междуречья и особенно талочинской свиты (готерив – ауг) п-ова Ямал и Гыданского п-ова. Суммарная толщина углей в ниж. мелу – сеномане соответственно превышает 50 и 60 м (до 75 м на Геофизической площади).

В структуре осадочного чехла выделяются три надпорядковые тектонич. зоны: внешний тектонич. пояс, Южная (Обская региональная терраса) и Северная (Ямало-Тазовская мегасинеклиза) тектонич. области. Осн. структуры чехла: Красноленинский, Сургутский, Вартовский, Северный своды и др., Нижнепуровский (Уренгойский), Нурминский, Александровский мегавалы и др., а также разделяющие их синеклизы, впадины и прогибы. Всего по геолого-геофизическим данным выявлено около 60 структурных элементов I и более 200 структур II порядка.

Выявлено большое число дизъюнктивных нарушений разл. амплитуды, морфологии и времени активизации. На С. провинции высокоамплитудные разломы достоверно установлены на Русском, Среднемессояхском, Новопортовском, Нейтинском, Харампуровском, Етыпуровском, Северо-Комсомольском и др. валах и куполовидных поднятиях.

В породах платформенного чехла известны м-ния маргашевых руд, а также залежи угля, торфа, жел. руд. Пром. значение имеют м-ния нефти и газа крупнейшей в мире *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*.

Лит.: Конторович Э. А. и др., Геология нефти и газа Западной Сибири, М., 1975; Ермаков В. И. и др., Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири, М., 1997.

В. А. Скоробогатов.

ЗАПАСЫ газа (нефти) – кол-во полезного ископаемого в недрах Земли, установленное по данным геолого-разведочных работ и в процессе разработки.

З. измеряются в единицах объема или массы: природный газ – в м³, нефть – в т, газовый конденсат – в г/м³. Достоверность З. зависит от сложности геологич. строения объекта подсчета, от объема выполненных геолого-разведочных работ и их детальности. З. характеризуются разл. рентабельностью их извлечения, переработки и использования, на к-рой отражаются местоположение м-ния, его размеры, сложность горно-геологич. условий разработки и др. природные и технико-экономич. условия.

Первая классификация З. в быв. СССР была разработана в 1928 комиссией Геологич. комитета. В соответствии с принципом достоверности (степени изученности) З. разделили на 3 категории: А – подготовленные; В – разведанные; С – предполагаемые. Меняющиеся условия приводили к периодич. изменению классификации З. При этом все более конкретными становились требования к отд. категориям З., ужесточались требования к З. низких категорий с целью их использования для проектирования разработки м-ний и обоснования капитальных вложений, постепенно снижалась роль З. самых высоких категорий, в классификацию вовлекались неразведанные ресурсы нефти и газа. Создание новых классификаций способствовало повышению достоверности З., ускорению разведочных работ и сокращению затрат на подготовку их к пром. освоению.

Классификация З. (2001) установила единые принципы подсчета и гос. учета З. м-ний и перспективных ресурсов по степени их изученности и народно-хозяйств. значению, условия, определяющие подготовленность разведанных м-ний к пром. освоению.

Разведанные запасы. К ним отнесены З. категорий А, В и С₁.

К категории А отнесены З. залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также осн. особенностей залежей, от к-рых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважины, пластовые давления, дебиты скважин, гидропроводность и т. п.). З. подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки м-ния.

К категории В относятся З. залежи (ее части), нефтегазоносность к-рой установлена на основании полученных пром. притоков нефти и газа в скважине на различных гипсометрич. отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, характер изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, состав и свойства углеводородов, осн. особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, доста-

точной для составления проекта разработки залежи. З. подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной по сетке, в соответствии с утвержденной технологич. схемой разработки м-ния нефти или проектом опытно-пром. разработки м-ния газа.

К категории С₁ относятся З. залежи (ее части), нефтегазоносность к-рой установлена на основании полученных в скважинах пром. притоков (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологич. и геофизич. исследований в неопробованных скважинах. Форма и размеры залежи, условия залегания пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геолого-геофизич. исследований. Тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства, коэф. вытеснения нефти, эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по *керну* и материалам *геофизических исследований скважин*, а состав и свойства углеводородов – по данным опробования скважин. Гидрогеологич. и геокриологич. условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными м-ниями. З. должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологич. схемы разработки м-ния нефти или проекта опытно-пром. разработки м-ния газа.

Предварительно оцененные запасы. К ним относятся З. категории С₂. Это З. в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с З. более высоких категорий, а также в промежуточных и выпезалегающих неопробованных пластах разведанных м-ний. Форма и размер залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства углеводородов определены в общих чертах по результатам геологич. и геофизич. исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными м-ниями.

Ранее по народно-хозяйств. значению З. углеводородов и содержащихся в них компонентов пром. значения подразделялись на 2 группы, к-рые подсчитывались и учитывались отдельно: балансовые З. и забалансовые (последние теперь не выделяются).

Геологические запасы. В их составе выделяются и учитываются извлекаемые З. – З., к-рые могут быть извлечены

Таблица. Сопоставление классификаций запасов нефти и газа, принятых в России и США

	Россия	США	
Разведанные	А	Доказанные (Proved)	Разбуренные (разрабатываемые и неразрабатываемые) Неразрабатываемые
	В		
Предварительно оцененные	С ₁	Недоказанные (Unproved)	Вероятные (Probably)
	С ₂		Возможные (Possible)

из недр в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании совр. технич. средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды. Соотношение между извлекаемыми и балансовыми З. определяется коэффициентом извлечения. В классификации З. предусмотрено подразделение м-ний (залежей) по их величине и сложности геологич. строения.

В условиях освоения недр в рыночных условиях (платное недропользование, проведение геолого-разведочных работ на конкурсной лицензионной основе) необходимы дальнейшее повышение достоверности З. и более полные экономические и технологические оценки З. и *ресурсов*.

Зарубежные классификации З. (напр., американская, см. табл.) в большей мере, чем российская, учитывают экономич. характеристику З. Сопоставление категорий рос. и зап. классификаций неоднозначно.

Подсчет З. ведется тем или иным методом в зависимости от фазового состояния и режима залежей углеводородов, качества и кол-ва исходных данных, определяющих степень их изученности.

Подсчет запасов нефти. Теоретически обоснованы три метода: объемный, статистический и материального баланса. Из указанных методов наиболее универсален объемный метод, применяемый на любой стадии изученности залежей. Остальные методы могут применяться после относительно продолжительного периода разработки, поэтому используются как вспомогательные для уточнения З., подсчитанных объемным методом.

Объемный метод основан на определении объема пустотного пространства, занятого нефтью, по комплексу геолого-геофизич. параметров, характеризующих объект подсчета на любой стадии изученности. Подсчет З. осуществляют по формуле:

$$Q_{\text{извл}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho_n \cdot \eta,$$

где $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые З. нефти, т; F – площадь нефтеносности, м²; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; m – коэф. открытой пористости; K_n – коэф. нефтенасыщенности; θ – пересчетный коэф., учитывающий усадку нефти; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³; η – коэф. извлечения нефти (учитывает систему и режим разработки залежи, методы интенсификации добычи и др. факторы). Эти параметры определяются по данным бурения скважин, включающим материалы промыслово-геофизич. исследований, опробования и результаты лабораторных анализов керн, нефти, растворенного в нефти газа, *пластовой воды*.

Статистический метод основан на изучении и графич. и аналитич. обработке данных о статистич. связях между разл. показателями разработки залежи за определенный предшествующий период

и экстраполяции полученных зависимостей на последующие периоды вплоть до конечной стадии ее эксплуатации, определяемой экономически обоснованным миним. уровнем добычи. Наиболее применяемые статистич. связи: дебит – время разработки; добыча – время разработки; дебит – накопленная добыча; и т. п. Использование метода допускается при любых режимах работы залежей и при любом воздействии на пласт. Используется редко, т. к. применение метода возможно только после достаточно длительного периода эксплуатации залежи и требует сохранения неизменными условий разработки.

Применение метода материального баланса наиболее целесообразно для залежей со сложной структурой пустотного пространства природного резервуара.

Подсчет запасов свободного газа. Производится объемным методом и методом по падению давления.

Объемный метод подсчета З. газа основан на тех же принципах, что и в случае нефти. Для подсчета изучаются и учитываются геолого-физич. и химич. свойства коллекторов и пластовых флюидов, пластовые давления и темп-ра, содержание отд. компонентов газа. Подсчет ведется по формуле:

$$Q_{\text{Г}} = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot K_{\text{Г}} \cdot \frac{P_0 a_0 - P_{\text{к}} a_{\text{к}}}{P_{\text{к}}},$$

где $Q_{\text{Г}}$ – начальные З. газа в *стандартных условиях*, м³; F – площадь газоносности, м²; h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; m – коэф. открытой пористости; f – поправка на темп-ру для приведения объема газа к стандартным условиям; $K_{\text{Г}}$ – коэф. газонасыщенности; P_0 – начальное пластовое давление, МПа; $P_{\text{к}}$ – ср. остаточное давление в залежи после извлечения пром. запасов газа, МПа; a_0 и $a_{\text{к}}$ – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля–Мариотта соответственно для давлений P_0 и $P_{\text{к}}$. Метод применяется на любой стадии разведанности залежи.

Метод подсчета З. по падению давления основан на постоянстве кол-ва добываемого газа на единицу падения пластового давления в течение всего периода разработки залежи. Подсчет ведется по формуле:

$$Q_{\text{Г}} = (Q_1 - Q_2) \cdot (P_2 a_2 - P_{\text{к}} a_{\text{к}}) / (P_1 a_1 - P_2 a_2),$$

где Q_1 и Q_2 – кол-во добытого газа (при стандартных условиях) на две разные даты разработки залежи, м³; P_1 , P_2 , $P_{\text{к}}$ – абс. пластовые давления залежи на те же даты и конечную дату разработки, МПа; a_1 , a_2 , $a_{\text{к}}$ – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля–Мариотта соответственно для давлений P_1 , P_2 , $P_{\text{к}}$. Метод эффективен только при *газовом режиме* залежи.

Подсчет запасов растворенного в нефти газа. Производится с учетом величины *газового фактора* по результатам аналитич. исследования глубинных проб нефти.

Балансовые З. рассчитываются по упрощенной формуле:

$$V_0 = Q_0 \cdot r_0,$$

где V_0 – балансовые З. газа, м³; Q_0 – балансовые З. нефти, м³; r_0 – газовый фактор, м³/м³.

Извлекаемые З. подсчитываются по формуле:

$$V_{\text{извл}} = Q_0 \cdot r_0 - Q_{\text{извл}} \cdot b_0 \cdot P_{\text{к}} \cdot a_{\text{к}} \cdot f - Q_{\text{извл}} \cdot (b_0 - b) \cdot P_{\text{к}} \cdot a_{\text{к}} \cdot f - Q_{\text{неизвл}} \cdot r_{\text{к}},$$

где $V_{\text{извл}}$ – извлекаемые З. растворенного в нефти газа, м³; Q_0 , $Q_{\text{извл}}$, $Q_{\text{неизвл}}$ – балансовые, извлекаемые и неизвлекаемые З. нефти соответственно, м³; b_0 , b – объемный коэф. пластовой нефти на начало и конец разработки соответственно; $a_{\text{к}}$ – поправка на коэф. сжимаемости газа на конец разработки для давления $P_{\text{к}}$ учитывающая отклонение углеводородных газов от закона Бойля–Мариотта; f – поправка на темп-ру для приведения объема газа к стандартной темп-ре; r_0 – начальный газовый фактор, м³/м³; $r_{\text{к}}$ – остаточное кол-во растворенного в нефти газа на конец разработки, м³/м³; $P_{\text{к}}$ – пластовое давление на конец разработки. Поправочный коэф. на темп-ру рассчитывается по формуле:

$$f = (T + t_{\text{ст}}) / (T + t_{\text{пл}}),$$

где $t_{\text{ст}} = 20$ °С; $T = 273$ °С; $t_{\text{пл}}$ – пластовая темп-ра.

При *водонапорном режиме* с постоянным газовым фактором извлекаемые З. растворенного в нефти газа подсчитываются по упрощенной формуле:

$$V_{\text{извл}} = Q_{\text{извл}} \cdot r.$$

Подсчет запасов конденсата $C_{5+\text{выш}}$ (а также бутана, пропана и этана). Определяется инструкцией по исследованию газоконденсатных м-ний с целью установления балансовых и извлекаемых З.

З. нестабильного конденсата подсчитываются по его потенциальному содержанию в *пластовом газе*, состав которого определяют по пробам *сырого газа* и *сырого конденсата*, а также замерам *газоконденсатного фактора* из 2–3 наиболее продуктивных скважин на разл. гипсометрич. отметках залежи. В качестве среднего по залежи принимают средневзвешенное содержание $C_{5+\text{выш}}$, а также этана, пропана и бутана.

Балансовые З. *стабильного конденсата* подсчитываются по формуле:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{Г}} \cdot \Pi,$$

где $Q_{\text{к}}$ – балансовые З. стабильного конденсата, т; $Q_{\text{Г}}$ – балансовые З. газа, м³; Π – *потенциальное содержание конденсата*, г/м³.

Начальные извлекаемые З. стабильного конденсата равны:

$$Q_{\text{к извл}} = Q_{\text{к}} \cdot K_{\text{извл}}$$

где $Q_{\text{к извл}}$ – начальные извлекаемые З. стабильного конденсата; $K_{\text{извл}}$ – *коэффициент извлечения конденсата* [$K_{\text{извл}} = (\Pi - q_{\text{пл}}) / \Pi$ (Π – начальное потенци-

альное содержание конденсата; $q_{пл}$ – пластовые потери конденсата]. Если $P > 30$ г/м³, $K_{извл}$ определяют с учетом величины $q_{пл}$, если $P < 30$ г/м³, то $K_{извл}$ определяют на основе устанавливаемой экспериментально зависимости величины $q_{пл}/P$ от фракционного состава конденсата для темп-р, при к-рых он выкипает на 90%.

Лит.: Ждалов М. А., Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, М., 1985; Гришин Ф. А., Промышленная оценка месторождений нефти и газа, М., 1985; Нефтепромысловая геология. Терминологический справочник, М., 1994.

В. В. Аленин, М. Я. Зыкин.

ЗАПОЛЯРНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – уникальное по запасам м-ние, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 60 км к Ю-В. от пос. Тазовский. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. М-ние открыто в 1965. Разрабатывается с 2001.

М-ние приурочено к одноименному поднятию, осложняющему сев.-зап. часть Тазовского свода *Западно-Сибирской плиты*. М-ние слагают юрские, меловые, палеогеновые отложения. Глуб. залегания кристаллич. фундамента, по данным сейсмич. исследований, 4000–4500 м. По кровле сеноманских отложений верх. мела оно представляет собой пологую брахиантиклиналь субмеридионального простирания, размер к-рой 50×30 км, амплитуда 232 м.

Пром. газоносность связана с отложениями туронского и сеноманского ярусов верх. и готеривского и барремского ярусов ниж. мела. Осн. запасы газа связаны с сеноманскими отложениями. Продуктивный горизонт залегает на глуб. 1130–1330 м и представлен преим. песчаниками и алевролитами с редкими прослоями глины. Песчаность пород разреза увеличивается в направлении с С. на Ю. и с З. на В. Коллекторы не выдержаны по составу. Эффективная толщина 64,4 м, пористость 33,2%, проницаемость 1–5 мкм². Залежь пластово-массивная, водоплавающая; ее размеры 47×29 км. Этаж газоносности 224 м. ГВК наклонен в сев.-вост. направлении. Дебиты газа 0,9–6,9 млн. м³/сут, начальное пластовое давление 13,03 МПа.

Туронский продуктивный горизонт залегает на 70–100 м выше сеноманского и представлен песчано-алевролитовыми и глинистыми породами; газонасыщенная толщина 7,1 м, пористость 20%, начальное пластовое давление 12,36 МПа. Залежь пластовая сводовая; ее размер 38×20 км, высота 184 м.

Природный газ сеноманского и туронского горизонтов сухой. Состав газа (в %): метан 98,80; тяжелые гомологи метана 0,08; азот 1,0; углекислый газ 0,12.

В отложениях ниж. мела на глуб. 2477–3282 м установлены газоконденсатные залежи в пластах БТ₂₋₃ и БТ₁₁₋₂, нефтегазоконденсатные – в пластах БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁₋₁. Продуктивные пласты сложены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Общая толщина пластов 14–60 м, эффективная – 4,8–46 м; пористость 14–17%, начальное пластовое

давление 24,7–33 МПа, газонасыщенность 0,67–0,72. ГНК и ВНК на абс. отметках от –3150 до –3265 м. Состав газа (в %): метан 87,2–88,0; гомологи метана 11,77–11,93; углекислый газ 0,06–0,22; азот 0,3–0,67; содержание конденсата в газе 172,3–197,0 г/м³.

На нач. 2002 начальные запасы газа категории С₁ оценены в 3532,4 млрд. м³, из к-рых 2797,0 млрд. м³ в отложениях сеномана и турона, категории С₂ – 31,4 млрд. м³; накопленная добыча составила 8,2 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА газопроводов – средство упр-ния газовыми потоками на *магистральных газопроводах*. Осн. элемент регулирования потоками газа на *линейной части*. Наиболее эффективной конструкцией З. а. являются шаровые равнопроходные краны, рассчитанные на *условное давление* 80 кг/см², с диам. 50–1400 мм. Краны имеют местное и дистанционное упр-ние, а также могут быть оснащены автоматами аварийного закрытия крана.

Установка З. а. на газопроводах линейной части предусматривается на расстоянии не более 30 км друг от друга. Кроме того, ее необходимо также предусматривать: на обоих берегах водных преград при пересечении их газопроводом в две нитки и более, а также на однониточных переходах; в начале каждого *ответвления* от газопровода на расстоянии не менее 15 м; на ответвлениях к узлу редуцирования *газораспределительной станции* при протяженности ответвлений св. 1000 м и на расстоянии 300–500 м от нее; на входе и выходе газопроводов из *компрессорной станции, подземного хранилища газа* и головных сооружений *газовых промыслов* на расстоянии не менее 1000 м (газопровод диам. 1400 мм), 750 м (диам. менее 1400 мм до 1000 мм включительно) и 500 м (диам. менее 1000 мм, т. е. охранные краны); на расстоянии не менее 250 м по обеим сторонам автомобильных мостов (при прокладке по ним газопровода); на обоих берегах болот III типа при протяженности *переходов* св. 500 м. На однониточных подводных переходах газопроводов установка З. а. предусматривается при необходимости.

В. В. Девячев.

«ЗАПСИБГАЗПРОМ» – открытое акционерное об-во (ОАО), дочерняя компания ОАО «Газпром» (доля в уставном капитале св. 86%). Адм. центр – г. Тюмень. Создан в 1993 на базе предприятия «Запсибгазпромстрой». Последнее образовано в 1973 (первоначальное назв. «Тюменьгаздобыча») для обустройства газовых м-ний С. Тюменской обл. Является соучредителем св. 140 предприятий в 20 субъектах Рос. Федерации.

В ОАО «З.» входят: предприятия газификации, заводы по произ-ву газопользующего, энергосберегающего оборудования, машиностроительные з-ды, строительные тресты, науч. ин-ты и оздоровительные комплексы, предприятия соц. сферы.

ОАО «З.» разрабатывает проекты и выполняет полностью («под ключ») весь

комплекс работ по проектам, связанным с газификацией, теплоснабжением, транспортом газа. Имеет собств. материально-технич. базу для реализации таких проектов: от разработки новых энергосберегающих технологий и проектирования произ-ва работ до подачи газа потребителю и подготовки потребителя к приему газа, включая дальнейшее сервисное обслуживание.

С 1991 газификацией жилых и пром. объектов в ОАО «З.» занимаются 44 специализиров. предприятия. С 1991 по 2002 было построено св. 12 тыс. км газопроводов в 29 регионах России, на территории Тюменской обл. «З.» является осн. подрядчиком по газификации жилья и пром. предприятий. В 19 районах области было построено св. 2,5 тыс. км газопроводов, подведен газ к более 20 тыс. квартир. С 2003 «З.» участвует в программе газификации, осуществляемой ОАО «Газпром».

С 1991 ОАО «З.» занимается выпуском пром. продукции: *полиэтиленовых труб* и фитингов; сварочных маши для полиэтиленовых труб; газовых котлов и колонок; газовых цифрачных излучателей; автоматич. газовых горелок; котельных и котлов разл. мощности; землеройной техники; сварочных электродов; теплоизоляционных строительных материалов; и др. Приоритетным направлением является выпуск полиэтиленовых труб и сварочных электродов: было изготовлено св. 56 тыс. т полиэтиленовых труб и св. 46 тыс. т электродов.

ОАО «З.» имеет свою научно-технич. базу, что позволяет осваивать новые виды продукции и совершенствовать уже имеющиеся. В произ-ве используются передовые технологии и высококачеств. сырье и материалы. Продукция предприятий пром-сти используется для собств. потребления (стр-во газопроводов, *газификация*) и для нужд предприятий топливно-энергетич. комплекса.

С 2003 «З.» является генеральным подрядчиком по стр-ву плавучих буровых комплексов для освоения газовых м-ний Крайнего Севера.

В. В. Завьялов.

ЗАЩИТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ – катодный потенциал, обеспечивающий требуемое торможение коррозионного процесса.

По абс. величине З. п. различают: *минимальный* – гарантирует требуемую *электрохимическую защиту* от коррозии подземных сооружений и трубопроводов, уменьшение его ведет к снижению уровня защиты и защитной зоны (участка трубопровода, на к-ром обеспечены З. п.); *максимальный* – обеспечивает электрохимич. защиту от коррозии *магистрального газопровода*, превышение его не допускается нормативно-технич. документацией.

ЗЕРКАЛО ВОДЫ – условная граница зоны остаточного нефте- (газо-) насыщения и водонасыщенной зоны, выше к-рой нефтегазонасыщенность пласта-коллектора отлична от нуля. Используется в геолого-промысловой практике для интерпретации геолого-геофизич. материалов.

ЗОНА СТАБИЛЬНОСТИ ГИДРАТОВ, см. в ст. *Природные газовые гидраты*.

И

ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Тимано Печорская нефтегазонасная провинция*.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ – технология глубокой переработки газа с целью извлечения этана, пропана, бутанов. После *низкотемпературной конденсации* разделение жидкости на метановую, этановую фракции и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) осуществляется ректификацией.

Для охлаждения природного газа применяются циклы на основе джоуль-томсоновского эффекта – изменения темп-ры газа в результате расширения в дроссельном клапане, изэнтропийного расширения газа в *детандере*, испарения жидкостей.

На рис. приведена технологич. схема извлечения из газа пропана и бутанов с расширением газа в детандере.

На установку подается природный газ, предварительно осушенный и очищенный от сернистых соединений и диоксида углерода. Газ охлаждается и частично конденсируется в рекуперативных теплообменниках Т-1, Т-2, Т-3 и подается в

сепаратор Д-1. Выходящий сверху сепаратора газ делится на два потока. Один конденсируется в теплообменнике Т-4, дросселируется и подается в качестве орошения на верх. тарелку абсорбера С-1. Второй поток (основной) расширяется в детандере турбодетандерного агрегата и подается под ниж. тарелку С-1. В колонне С-1 происходит почти полное извлечение пропана из газа. Жидкость из куба С-1 используется как хладагент в дефлегматоре Т-5 деэтанизатора С-2 и теплообменнике Т-2 и поступает в ср. часть колонны С-2. Газ из колонн С-1 и С-2 рекуперирует свой холод и дожимается компрессором турбодетандерного агрегата. Снизу колонны С-2 выходит фракция С₃₊, к-рая поступает на дальнейшее разделение в ректификационные колонны С-3 и С-4. Сверху колонны С-3 выходит смесь технических пропана и бутана (СПБТ), к-рая может являться продуктом либо сырьем для произ-ва пропана и бутана в колонне С-4. В данной технологич. схеме извлечение пропана может достигать 95% и выше. Подобная технология используется на *Аст-*

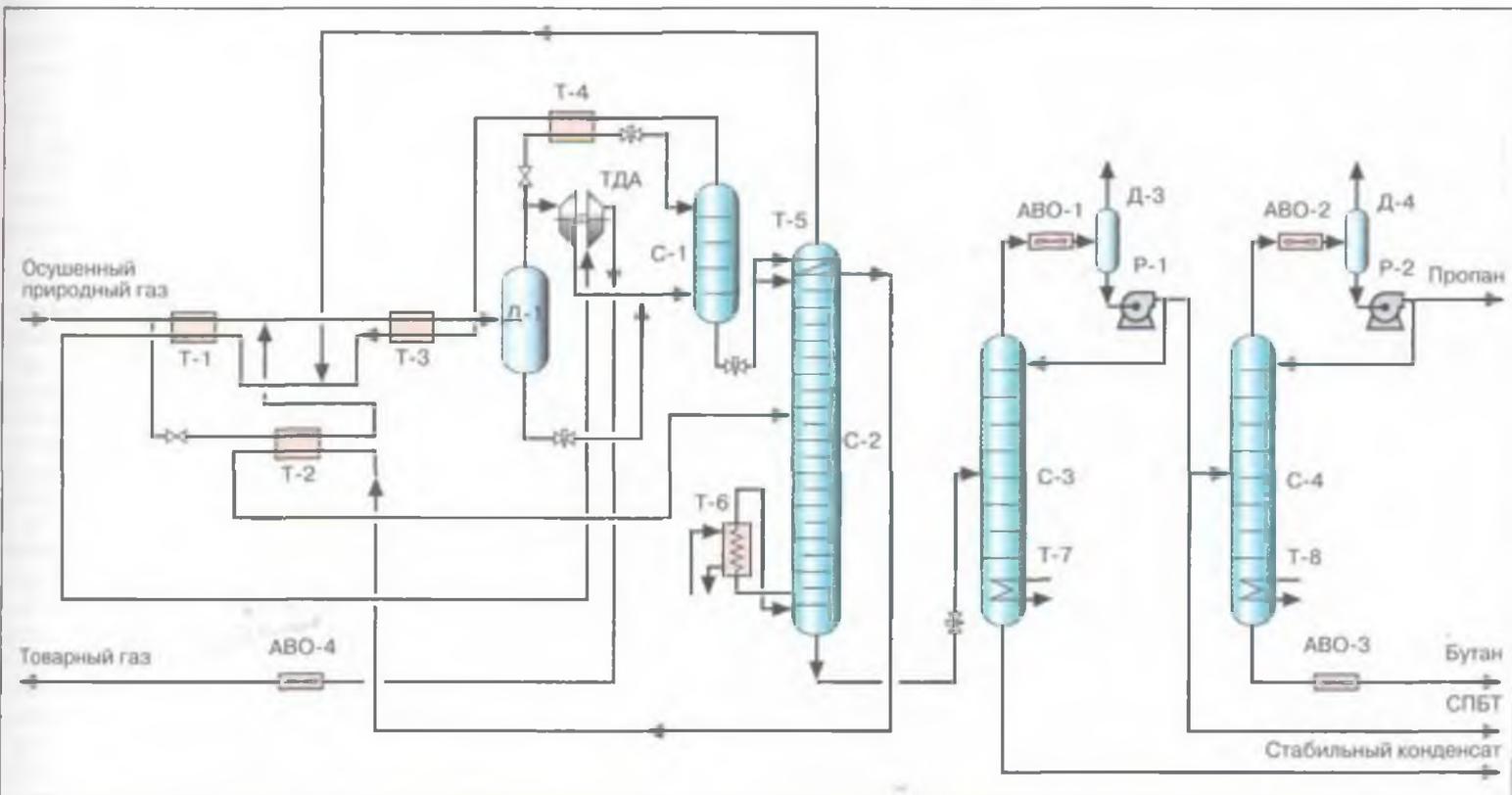
раханском газоперерабатывающем заводе.

Технология извлечения этана мало отличается от приведенной. Для выделения этана колонна С-2 переводится в режим деметанизации. Из ниж. части колонны выводится фракция С₂₊ и подается в дополнительную колонну – деэтанизатор, верх. продуктом к-рого является этановая фракция, а нижним – фракция С₃₊. В дефлегматоре деэтанизатора используется холод жидкого пропана из пропанового холодильного цикла.

С. Д. Барсуку.

ИЗОЛЯЦИОННОЕ ПОКРЫТИЕ, см. *Антикоррозионное покрытие*.

ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКА в скважину – полное или частичное закрытие путей поступления воды в ствол скважины. Производится для обеспечения условий максимально возможной полноты выработки продуктивной залежи по всей толщине и выполнения требований охраны недр и окружающей среды с использованием тампонирующих (изолирующих) агентов или механич. устройств (*пакеров*, накладок, профильных перекрывателей-пластырей), а также посред-



Технологическая схема установки газоразделения с получением пропан-бутанов: Т-1–Т-8 – теплообменник; Д-1, Д-3, Д-4 – сепаратор; АВО-1–АВО-4 – аппарат воздушного охлаждения; Р-1, Р-2 – насос; ТДА – турбодетандер; С-1 – абсорбер; С-2 – деэтанизатор; С-3 – дебутанизатор; С-4 – депропанизатор.

ством доворота эксплуатационной колонны или замены ее части, спуска дополнительной колонны.

Осн. причины обводнения скважин: поступление *пластовой воды* в эксплуатируемый интервал пласта за счет закономерного подъема *газоводяного контакта* по мере выработки залежи; подтягивание в интервал перфорации изотропного пласта *водяного конуса* подошвенной воды; прорыв контурной (закачиваемой) воды по наиболее проницаемым пропласткам неоднородного по *проницаемости* пласта; поступление воды из нижних или верхних водоносных горизонтов через негерметичную эксплуатационную колонну, заколонное цементное кольцо или цементный мост в эксплуатационной колонне.

Выбор того или иного тампонирующего агента или механич. устройства и технологии водонепроницающих работ обуславливают: характер обводнения и *конструкция скважины*; геологич. особенности, гидрогазодинамич. и термобарич. условия залежи; свойство насыщающих коллектор флюидов.

Технология работ по И. в. схематически включает: определение источника и путей водопритока; приготовление тампонирующего агента и доставка его в водопроводящие каналы или комплектация механич. устройства и доставка его к месту негерметичности эксплуатационной колонны и установка.

Различают селективные и неселективные тампонирующие агенты и способы ограничения водопритока.

Селективный тампонирующий агент при неуправляемом нагнетании его по всей толщине части пласта, эксплуатируемой скважиной по т. н. схеме селективной изоляции, блокирует только пути водопритока, не уменьшая проницаемости необводненных зон. Кол-во таких агентов для применения в условиях газовых и газоконденсатных скважин весьма ограничено, т. к. попадание жидкости в *призабойную зону* пласта снижает проницаемость последней по газовой фазе.

При селективном способе применение любого тампонирующего агента (включая и неселективный) обеспечивает ограничение водопритока без снижения *продуктивности* скважины по углеводородам.

В качестве изолирующих агентов используют индивидуальные вещества и разл. их сочетания. Наибольшее распространение в качестве изолирующих агентов имеют: цементные растворы на водной и углеводородной основе; нефть и нефтепродукты; синтетич. смолы; твердые полимеры и их водные или углеводородные растворы; вязко-упругие составы; водные растворы неорганич. веществ; композиции на основе минер. и органич. веществ; пенные системы. Принцип действия их основан на образовании тампонирующего (закупоривающего) материала в поровом и трещинном пространствах за счет: «внутренних» преобразований этих агентов (цементные растворы, смолы, композиции на основе минер. соеди-

нений); механич. закупоривания каналов фильтрации (крошка твердых полимеров, резины); взаимодействия агентов с пластовой водой (полиизоцианаты, полиуретаны) или с содержащимися в ней соединениями (гипан, латекс, жидкое стекло); проявления вязко-упругих свойств, позволяющих удерживаться агенту в каналах фильтрации до наступления определенного порога градиента давления в пласте (вязко-упругие составы, пенные системы).

Цементные растворы, кроме случаев, когда их растворы на водной основе применяют для установки цементных мостов при проведении работ по возврату вверх при герметичном заколонном цементном камне, малоэффективны из-за седиментационной неустойчивости и низкой фильтруемости в коллектор и трещинное пространство цементного кольца на фоне полного отсутствия селективности. Низкая фильтруемость присуща и др. грубодисперсным системам.

Применение легкофильтрующихся в поровую и трещинную среды изолирующих агентов на основе смол и растворимых полимеров из-за их сравнительно низкой термостабильности ограничивается, как правило, пластовыми темп-рами не выше 80–120 °С. Более универсальны в применении водные истинные растворы, включающие минер. соединения из класса солей, в т. ч. силикаты натрия и калия (жидкое стекло), кислот и оснований. Образующиеся из них тампонирующие материалы не подвергаются деструкции при темп-рах и давлениях, встречающихся в реальных залежах углеводородов.

При нагнетании в пласт по схеме селективной изоляции низка эффективность агентов, применение к-рых основано на свойстве образовывать тампонирующий материал при взаимодействии с пластовой водой, поскольку в необводненных углеводородонасыщенных зонах пласта до 75% порового или трещинного пространства занимает остаточная (неподвижная, реликтовая, связанная) вода, имеющая химич. состав, близкий к химическому составу подвижной пластовой воды. Наряду с ограничением притока воды нередко в этом случае снижение проницаемости необводненной части пласта.

Большинство изолирующих агентов (в т. ч. и причисляемых к селективным) целесообразно применять для предотвращения снижения продуктивности газовой или газоконденсатной скважины по углеводородам с использованием селективных способов ограничения водопритока. Из них наиболее известен способ с применением пакеров для разобщения обводненных и необводненных интервалов пласта. Для его осуществления необходимо: точное определение места расположения обводненного интервала; выполнение последующего *глушения скважины* и спускоподъемных операций, связанных с проведением исследовательских работ и доставкой пакеров к месту их установки, а также с извлечением их на поверхность после нагнетания изолирующего мате-

риала в обводненный интервал пласта. Известны и менее трудоемкие способы, позволяющие осуществить селективное ограничение водопритока из не однородного по проницаемости пласта в скважину с герметичными эксплуатационной колонной и *насосно-компрессорными трубами* без определения местоположения обводненного интервала и без проведения глушения и спускоподъемных операций. Для этого применяют легкофильтрующиеся изолирующие агенты с *буферными жидкостями* или используют несложные технологич. приемы, предотвращающие спадение проницаемости необводненных зон пласта.

Лит.: Юмадилов А. Ю., Изоляция пластовых вод, М., 1976; Блажевич В. А., Умрихила Е. Н., Уметбаев В. Г., Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений, М., 1981; Амиян В. А., Амиян А. В., Повышение производительности скважин, М., 1997.

А. А. Соколов, Ал. А. Соколов.

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ разработки, см. в ст. *Проектирование разработки*.

ИНГИБИТОРЫ (от лат. *inhibeo* – задерживаю) – вещества, снижающие скорость химич. реакций. При добыче нефти и газа применяют для предотвращения или замедления нежелательных процессов: *коррозии* металлов, гидратообразования, для соле- и парафиноотложения в скважине. При бурении используют для повышения стабильности технологич. свойств буровых растворов в условиях агрессивного воздействия на них темп-ры, минерализованных пластовых вод и т. п.

ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ – водорастворимые вещества: 1) изменяющие термобарич. условия образования гидратов (т. н. термодинамич. ингибиторы); 2) уменьшающие скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (т. н. кинетич. ингибиторы).

Первоначально в 1950-е гг. в отечественной литературе использовался термин «антифриз», впоследствии замененный термином «ингибитор».

Механизм действия термодинамических И. г. заключается в снижении активности воды в водном растворе, вследствие чего изменяются равновесные условия образования гидратов. В качестве таких ингибиторов используют водные растворы электролитов и неэлектролитов. Однако существуют водорастворимые вещества (напр., серный эфир, ацетон, нек-рые алифатич. спирты и др.), к-рые, с одной стороны, снижают активность воды в водном растворе, а с другой – сами участвуют в образовании *газовых гидратов* (конкурируя с молекулами газов-гидратообразователей при заполнении больших полостей газогидратных структур). Для таких водорастворимых органич. веществ обнаруживается предел (по концентрации) их ингибирующего действия. Традиционные термодинамич. И. г. – *метанол*, *гликоли* и водный раствор хлорида кальция. В сев. условиях используют только метанол.



Принципы классификации ингибиторов гидратов.

Кинетические И.г. – вещества, сильно замедляющие скорость роста гидратов: *поверхностно активные вещества* (ПАВ) и водорастворимые полимерные композиции.

Подразделение И.г. на термодинамические и кинетические условно (рис.). Так, большинство неэлектролитов (в т.ч. и метанола) – ингибиторов в термодинамич. смысле – является одновременно катализаторами процесса гидратообразования. Неучет данного обстоятельства может приводить к неточностям при экспериментальном определении равновесных условий гидратообразования в присутствии ингибиторов.

И.г. по составу можно подразделить на простые (водный раствор индивидуального вещества) и смешанные. В смешанных ингибиторах, состоящих из гликолей и низших алифатич. спиртов, каждый компонент вносит свой аддитивный вклад в антигидратную активность (при задании состава в молярных долях). Смешанные ингибиторы могут быть ингибиторами синергетич. (совместного) действия, когда компоненты усиливают антигидратную активность друг друга (напр., водный раствор CaCl_2 с добавками метанола).

По характеру действия ингибиторы делятся на простые (одноцелевые) и комплексные (многоцелевые). Последние являются не только антигидратными, но предназначаются одновременно для предотвращения *коррозии*, соле- и парафиноотложений, а также могут способствовать выносу жидкости с забоя скважины. Так, для обеспечения выноса жидкости с забоя в метанол добавляют ПАВ. Актуален подбор комплексных реагентов, одновременно сочетающих свойства термодинамич. и кинетич. ингибиторов. Появление и расширение ассортимента многоцелевых ингибиторов обусловлено технологич. причинами. Многие ингибиторы гидратов (напр., гликоли) в то же время являются и осушителями газов.

Большое внимание уделяется разработке новых составов И.г. Найдены принципиально новые классы кинетич. И.г. – водорастворимых веществ, при содержании к-рых 0,2–1,0 % масс. обеспечивает задержка нуклеации (зарождения) га-

зовых гидратов (от нескольких часов до нескольких суток); в частности, поливинилпирролидон (PVP), а также его сополимеры и капролактама. Наиболее перспективным является использование кинетич. ингибиторов в системах сбора газа нефтяных м-ний, а также на сев. газовых м-ниях для коллекторов *сырого газа* при их подземной прокладке. Применение кинетич. ингибиторов предполагает более высокий уровень автоматизации технологич. процессов, поскольку сохраняется вероятность отложения гидратов.

Прогнозирование и нормирование расхода И.г. в системах сбора и промышленной подготовки газа основаны на соотношениях материального баланса, позволяющих проводить расчеты ингибирования промышленных систем с использованием смешанных термодинамич. ингибиторов, включающих летучую и нелетучую компоненты. Разработаны методы расчета фазовых равновесий углеводородных систем с гидратообразованием и учета влияния ингибиторов на эти равновесия, разрабатываются уточненные математич. модели для описания динамики массообмена при вводе ингибитора в поток газа и его распределения по фазам (водной, газовой и жидкой углеводородной). Приобретает большое значение долгосрочное прогнозирование расхода И.г. по газопромышленным предприятиям на основе сценариев функционирования наземных газопромышленных систем с глубиной прогноза не менее 10 лет.

Лит.: Бондарев Э. А., Васильев В. И., Воеводин А. Ф. и др., Термогазодинамика систем добычи и транспорта газа, Новосибирск, 1988; Истомин В. А., Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти, М., 1990; Гриценко А. И., Истомин В. А., Кульков А. Н. и др., Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999.

В. А. Истомин.

ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООТЛОЖЕНИЯ – вещества, изменяющие консистенцию газогидратной массы, т.е. делающие ее текучей (напр., за счет диспергирования *газовых гидратов* в газожидкостном потоке) и/или изменяющие условия адгезии (прилипания) гидратов к внутренним поверхностям промышленных коммуника-

ций. Использование И.г. как метода борьбы с гидратами аналогично методам предупреждения парафиноотложения.

Разработка составов И.г. проводится с целью реализации возможности многофазного транспорта газоводонефтегазоконденсатных смесей на значительные расстояния в режиме гидратообразования, но без каких-либо технологич. осложнений, т.к. в данной технологии образовавшиеся в виде небольших включений газожидкостным потоком и не имеют склонности к агломерации и адгезии на стенке труб. Такие составы рекомендуются к применению на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных морских м-ниях. Реализуемая в промышленных условиях технология внутри- и межпромыслового транспорта многофазных смесей разработана, в частности, Франц. ин-том нефти и внедрена рядом газодобывающих фирм на морских м-ниях. Перспективны разработки комплексных составов, предотвращающих одновременно парафино- и гидратоотложения. Разрабатываются методики расчета расхода И.г., обеспечивающего многофазный внутрипромысловый транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования.

Лит.: Гриценко А. И., Истомин В. А., Кульков А. Н. и др., Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999.

В. А. Истомин.

ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ – вещество или смесь веществ, введение к-рого в небольшие кол-вах в агрессивную среду вызывает заметное замедление *коррозии* металлов и сплавов. И.к. широко используются во многих отраслях, связанных с технич. деятельностью человека. Это обусловлено тем, что ингибирование – замедление процесса коррозии – является одним из наиболее простых и во многих случаях экономически целесообразных и рациональных методов борьбы с *внутренней коррозией*. Ингибиторная защита не требует сложного аппаратного оформления, может быть использована как на новом, так и на уже эксплуатируемом оборудовании, позволяет в процессе эксплуатации легко заменять используемый И.к. на более эффективный или в большей мере отвечающий изменяющимся условиям эксплуатации. Величина замедления зависит от состава среды и ингибитора, вида защищаемого материала, а также целого ряда факторов. Поэтому нельзя создать ингибитор, к-рый был бы достаточно эффективен во всех случаях. Этим объясняется необходимость разработки разл. ингибиторов, отвечающих конкретным объектам и условиям их эксплуатации.

Впервые И.к. в быв. СССР были использованы в нач. 1960 х гг. на газовых м-ниях Краснодарского кр. после того, как в результате углекислотной коррозии начался выход из строя газовых скважин. В 1963 впервые было предложено защищать оборудование газовых скважин с помощью И.к.: в 1964 ингибировалась всего 1 скважина в 1965 – 5, в 1966 – 51, в 1967 – 145, в 1968 – 178, в

1969 – 205, в 1972 – 251 скважина. Была окончательно доказана высокая эффективность и экономич. целесообразность использования И.к. в газовой пром-сти.

Внедрение И.к. возросло вместе с ростом добычи газа, содержащего коррозионно-агрессивные составляющие. Система ингибиторной защиты стала закладываться в проектах разработки и обустройства новых газовых м-ний, что предусматривало применение И.к. с начала эксплуатации м-ний на всех газовых скважинах, содержащих H_2S и CO_2 (св. 1000 скважин в кон. 1980-х гг.). Выполненные в отрасли работы позволили своевременно предупредить опасность коррозионных разрушений на уникальных газовых м-ниях России (Оренбургском и Астраханском), а также на многочисл. коррозионно-опасных м-ниях Узбекистана, Туркмении и Вост. Украины. Метод был успешно использован не только для защиты скважин, но и для др. видов оборудования и трубопроводов. С 1972 И.к. используются в обязательном порядке на всех газовых м-ниях, содержащих агрессивные компоненты.

В газовой отрасли к осн. особенностям, оказывающим непосредств. влияние на аспекты ингибиторной защиты, относятся: разнообразие объектов, их большая металлоемкость и величина поверхности, требующей защиты; характер, многообразие и переменчивость сред, контактирующих с металлом; технологич. условия эксплуатации (высокое давление, повышенные темп-ры, связанность оборудования в производств. цикле, контактирование стенок оборудования с большим объемом среды в потоке с изменяющимися параметрами).

Классификация И.к. в газовой отрасли осуществляется: по виду оборудования (или по технологич. процессу) или по характеру среды.

По виду оборудования выделяют И.к. для: скважин и трубопроводов малого диаметра; трубопроводов большого диаметра; емкостного оборудования.

По технологич. процессу выделяют И.к. для добычи, транспорта и переработки природного газа.

Классификация И.к. по характеру среды подразумевает либо осн. коррозионно-агрессивный компонент, либо среду технологич. процесса и включает: ингибиторы углекислотной коррозии (для природного газа, содержащего CO_2); ингибиторы сероводородной коррозии (для H_2S); ингибиторы для кислотной обработки пласта; ингибиторы для сточных вод; ингибиторы для аминной очистки газа и т. п.

Использование И.к. в газовой отрасли всегда специфично, но особенно это относится к ингибиторам углекислотной и сероводородной коррозии.

Чаще всего И.к. для газовой отрасли являются органич. соединения (индивидуальные вещества и их смеси), относящиеся к классу *поверхностно-активных веществ* (ПАВ). Для сред, вызывающих коррозию с кислородной деполяризацией

(напр., для сточных вод), наряду с органич. соединениями могут быть использованы и неорганич. соединения.

Механизм защиты И.к. достаточно сложен и не всегда очевиден. Ингибиторы, попадая на поверхность металла, адсорбируются на ней. Эффективность защиты определяется характером адсорбционного слоя и возникающих связей, зависящих от размеров молекул, их состава и строения. Т.к. в процессе *адсорбции* участвует не только ингибитор, но также и среда (водоуглеродородная смесь, насыщенная газами), то результирующее защитное действие того или иного И.к. определяют многие факторы: физико-химич. свойства корродирующего металла, заряды его поверхности, электрохимич. особенности протекания на металле коррозионного процесса, характер катодной и анодной реакций, структура молекулы ингибитора и прочность его связи с поверхностью металла, концентрация ингибитора и степень заполнения им поверхности металла, присутствие на указанной поверхности к.-л. др. адсорбиров. веществ, способствующих или мешающих адсорбции ингибитора, темп-ра среды.

Исследования и опыт применения И.к. показали, что высокий тормозящий эффект в системе электролит – углеводород (при содержании последнего до 75%) проявляют нефтерастворимые и вододиспергируемые реагенты.

Нек-рые исследователи эффект замедления коррозии в системе металл – электролит – углеводород сводят в осн. к гидрофобизации ингибитором поверхности металла, степень к-рой определяется избирательным смачиванием. Появление на корродирующем металле тонких пленок электролита в присутствии H_2S вызывает значительное усиление коррозии. Поскольку избирательное смачивание твердых тел весьма чувствительно изменяется при адсорбции ПАВ, то для ослабления сероводородной коррозии металла в указанных условиях следует использовать поверхностно-активные реагенты, способные изменить избирательное смачивание, чтобы вся поверхность металла стала гидрофобной и смачивалась преим. инертным по отношению к металлу углеводородом.

Наиболее благоприятные условия для формирования гидрофобного слоя на первоначально гидрофильной поверхности металла создаются при введении поверхностно-активного реагента в неполярную фазу среды. Это положение является теоретич. обоснованием при исходном выборе ингибитора для большинства встречающихся в газовой пром-сти условий эксплуатации оборудования. Но гидрофобизирующие ПАВ не всегда эффективно ингибируют коррозионный процесс.

Существуют и др. подходы для объяснения механизма действия И.к., включая «барьерную» и «энергетическую» теории. Так, в случае возникновения из И.к. моно- или полислоев можно говорить о барьерном действии ингибитора

для агентов, участвующих в процессе коррозии. Эффективность защиты будет зависеть от диффузионных характеристик слоя. Однако просто экранирование поверхности не объясняет торможения коррозии на несколько порядков при адсорбции ряда веществ менее монослоя.

«Энергетическая» теория, связывающая влияние возникающих адсорбционных слоев с изменением кинетики электрохимич. процессов за счет смещения потенциала металла, также не объясняет такую степень торможения.

Т.о., ингибирующее действие органич. веществ не может быть сведено к простому механич. экранированию поверхности, а включает в себя ряд факторов, связанных с изменением структуры двойного электрич. слоя, кинетики катодной и анодной реакций, условий адсорбции участников электродных реакций и компонентов электролита.

Применительно к гетерогенным системам, имеющим место в нефтяной и газовой пром-сти, предложена схема «трехслойного» механизма защитного действия органич. азотсодержащих соединений с длинными углеводородными цепями в растворе электролита. Согласно этой схеме, в 1-м слое пленки связь между металлом и ингибитором осуществляется за счет химической адсорбции полярного конца молекулы ингибитора. Средняя часть пленки – это неполярный конец молекулы; внеш. слой – гидрофобный слой углеводорода, присоединенный к длинному углеводородному концу ингибитора.

Реально, по всей видимости, имеют место комбинации разл. механизмов. Поэтому весьма сложно заранее предсказать вероятность и величину защитного действия в том или ином случае при разработке ингибитора. Это вызывает необходимость проведения достаточно сложных и трудоемких экспериментальных исследований и натурных испытаний.

Поскольку не существует абсолютно непроницаемых барьеров, а процесс адсорбции ингибитора всегда сопровождается процессом его десорбции и соответственно всегда вероятным процессом адсорбции на металлич. поверхности и коррозионно-активных агентов, то защита с помощью И.к. не может быть абсолютной, а может лишь приближаться к 100%. Это важно всегда иметь в виду, рассматривая, в частности, такое проявление коррозионного процесса, как наводороживание металла, имеющее накопительный характер и приводящее к коррозионному растрескиванию, и возможность защиты от него.

Практика нефтяной и газовой пром-сти показала, что в качестве И.к. наиболее эффективны вещества коллоидной (дисперсионной) структуры, в функциональные (полярные) группы к-рых входят атомы азота, серы, фосфора или кислорода, способные прочно (в пределе – хемосорбционно) связываться с металлич. поверхностью.

Несмотря на широкое распространение ингибиторной защиты как способа борьбы с коррозией и большое число известных веществ и композиций, предлагаемых для этих целей, кол-во реально применяемых в газовой пром-сти И. к. весьма ограничено. Осн. причинами этого являются особенности коррозионно-агрессивных сред и условий работы оборудования. их различие не только для разных м-ний природного газа, но и внутри каждого из них, их изменение в процессе эксплуатации, а также разнообразие и специфичность технологич. процессов добычи, переработки и транспорта газа. Поэтому рекомендов. И. к., кроме своего прямого назначения (эффективно защищать от коррозии), обязаны удовлетворять требованиям, связанным с эксплуатацией не только конкретного объекта использования, но и учитывающим его вероятное воздействие на последующие процессы в цепочке: *газовая скважина-шлейф-установка комплексной подготовки газа-соединительный газопровод-газоперерабатывающий завод*. Т. е. они не должны оказывать отрицательно-го влияния на технологич. процессы добычи, промысловой и заводской обработки природного газа.

К И. к., предназначенному для газовой скважины, предъявляют след. требования: хорошо диспергировать или растворяться в воде (водном конденсате) и водных растворах (*пластовых водах*), особенно для обводняющихся скважин; растворяться в углеводородах (углеводородном конденсате, дизельном топливе, *метаноле* – в зависимости от схемы закачки ингибитора и необходимости борьбы с *техногенным гидратообразованием*); иметь определенные физико-химич. свойства (плотность, темп-ра застывания, вязкость, темп-ра вспышки), параметры к-рых определяются внеш. условиями приготовления рабочего раствора ингибитора на конкретном м-нии и схемой (технологией) его подачи; не тормозить процесс разделения водно-(метанольно)-углеводородной эмульсии в процессе первичной переработки газа, не стимулировать вспенивание технологич. жидкостей (*гликолей*, аминов); не разлагаться, не осматываться, не закоксовываться, не терять свои свойства под воздействием высоких темп-р и в процессе продолжительного хранения; не оказывать отрицательного влияния на продуктивный пласт и *debit* скважины; не ухудшать товарные качества газа и углеводородного конденсата.

Требования к И. к. для др. объектов могут видоизменяться и не включать в себя всю гамму перечисленных параметров в зависимости от целесообразности, однако в целом подход остается аналогичным.

При прочих равных условиях предпочтение отдается И. к., к-рые, эффективно тормозя растворение металла, снижают опасность его наводороживания и *сульфидного растрескивания*, нетоксичны или относятся к классу малоопасных веществ, не накапливаются в природе и

не оказывают вредного влияния на окружающую среду. Эффективные ингибиторы, являясь ПАВ, в ряде случаев могут интенсифицировать процессы добычи и переработки газа.

Выбор И. к. представляет собой систему испытаний, обеспеченных соответствующими методами и направленными на изучение соответствия ингибитора перечисленным выше требованиям. В итоге были созданы отраслевые методич. указания по испытанию И. к. для газовой пром-сти. В них предусмотрено определение необходимых физико-химич. и технологич. свойств ингибиторов и их противокоррозионной эффективности на разл. стадиях их испытаний (лабораторные, автоклавные, стендовые, опытно-пром. и пром.).

При исследовании физико-химич. свойств И. к. используются стандартные методики, в основе к-рых лежат соответствующие ГОСТы. Исследования технологич. свойств И. к. основаны на спец. методиках, позволяющих выявить фактор влияния ингибиторов на эмульсообразование в системе «жидкие углеводороды – вода (водный раствор)», а также исследовать их влияние на вспенивание абсорбентов – диэтаноламина (ДЭА), метилдиэтаноламина (МДЭА) и др.

Исследования защитных свойств И. к. в лабораторных условиях предусматривают коррозионные, механич. и электрохимич. испытания, к-рые позволяют оценить степень защиты, ее механизм, влияние на водородопроницаемость и охрупчивание металла и принять решение либо об отбраковке предложенного образца ингибитора, либо о его допуске к след. стадии испытаний. Испытания в автоклавных и стендовых условиях предусматривают определенное приближение к реальным промышленным условиям. Моделируются давление и темп-ра коррозионной среды, содержание агрессивных компонентов. В случае стендовых испытаний используется реальная коррозионная среда конкретного газового м-ния, на к-ром сооружен соответствующий стенд.

Последней и решающей ступенью испытаний И. к. являются испытания в пром. условиях. Полномасштабные пром. испытания проводятся по всей цепочке технологич. цикла и дают максимум необходимой информации, но из-за дороговизны проводятся редко. Частичные испытания проводят при ингибировании к.-л. части оборудования (напр., скважины или газопровода).

При исследовании эффективности защитного действия И. к. в пром. условиях определяются: скорость общей коррозии металла в ингибиров. среде и характер ее проявления; водородопроницаемость металла в тех же условиях; изменение его механич. (пластич.) свойств; концентрация И. к., обеспечивающая оптимальную защиту. В процессе испытаний уточняется рабочая концентрация И. к., не оказывающая отрицательного влияния на технологич. процессы промысловой и заводской обработки газа, отрабатывается технология использования ингибитора.

Исторически целенаправленному синтезу И. к. предшествовала работа по оценке и исследованию известных ингибиторов, к-рые получались, как правило, на базе побочных продуктов осн. произ-ва химич. и нефтехимич. пром-сти и использовались как ингибиторы кислотной коррозии. Эти ингибиторы не могли отвечать всем указанным выше требованиям, поскольку их применение на газовых промыслах началось значительно раньше, чем была выявлена вся специфика внутр. коррозии оборудования в отрасли. Вместе с тем они сыграли большую роль на определенном этапе развития газовой пром-сти, а их сравнительная дешевизна обеспечила широкое внедрение ингибиторной защиты в процессах добычи и транспорта коррозионно-агрессивного природного газа.

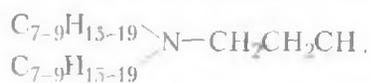
На газоконденсатных м-ниях с углекислотной коррозией применяются И. к.: ИКСГ-1, КО, АНПО, АНП-2 и Диаминдиолеат. Результаты сопоставимых исследований этих ингибиторов показывают преимущество Диаминдиолеата, синтетизиров. в качестве целевого продукта. Однако широкое пром. применение получили ИКСГ-1 и КО, т. к. их производство довольно дешево и базировалось в осн. на отходах нефтехимического производства. Недостаток этих ингибиторов: для получения приемлемого защитного эффекта требуются довольно высокие концентрации (оптимальная концентрация 1000 мг/л для ИКСГ-1; предел не менее 500 мг/л).

При эксплуатации оборудования на м-ниях природного газа, содержащего более 1% H₂S, в первые годы разработки в осн. использовались отечеств. пиридинсодержащие И. к.: И-1-А, КИГиК и ЛПС, а также заруб. Виско-904, обладающие защитной способностью в отношении общей коррозии и наводороживания. Опыт применения этих И. к. позволил выявить не только эффективность метода в целом, но и скрытые недостатки ингибиторов. Широкое пром. использование ИКСГ-1 (содержащего большое кол-во смол) ухудшило качество *стабильного конденсата*. Это осложнило его переработку на Афипском нефтеперерабатывающем з-де (Краснодарский кр.). Использование И-1-А и Виско-904 привело к осложнениям, связанным с пенообразованием в аппаратах аминовой очистки газа на *Оренбургском газоперерабатывающем заводе*.

В системе КИП и автоматики наблюдался выход из строя приборов из-за смолообразования, причиной к-рого также были И. к., не отвечающие в полной мере всем технич. требованиям отрасли. Отмечались и др. недостатки, свойственные И. к. 1-го поколения.

Существ. импульс к пересмотру сложившихся стереотипов использования в качестве ингибиторов веществ типа полупродуктов или отходов произ-ва дала разработка в 1980 рос. учеными ингибитора Ифхангаз-1. Он получен в результа-

те реакции циатилирования вторичных аминов и имеет структурную формулу:



Ифхангаз-1 не осмолается и термостабилен даже при очень высоких темп-рах (табл. 1). Низкая величина темп-ры потери текучести делает его технологичным и удобным к применению в условиях низких темп-р. Наличие в его составе нитрильной группы CN обеспечивает ему уникальные свойства антивспенивателя. Это единственный И. к., не только не вызывающий вспенивания химич. реагентов, применяемых в газовой пром-сти, но и подавляющий пенообразование. Это свойство Ифхангаза было широко использовано на практике. Данный ингибитор при малых концентрациях обладает высокими защитными свойствами, возрастающими в кислой коррозионной среде, содержащей большее кол-во H_2S . Он способен увеличивать перенапряжение водорода более чем на 150 мВ и при

этом сильно затрудняет анодную реакцию растворения стали, уменьшая ток саморастворения на 2 порядка. Незначительная концентрация Ифхангаз-1 резко снижает наводороживание стали, что выгодно отличает его от др. ингибиторов (табл. 2).

Ифхангаз-1 отвечает всем требованиям отрасли, однако область его применения оказалась ограниченной. В силу высокой стоимости он не может быть рекомендован, напр., при закачке в пласт, где предпочтительнее более дешевые ингибиторы, не требующие строгой дозировки. Нецелесообразно его использовать также на м-ниях природного газа с *углекислотной коррозией*.

Необходимость расширения номенклатуры И. к. привела к созданию других эффективных составов, удовлетворяющих требованиям отрасли. К наиболее известным относятся ингибиторы Секангаз-9, Секангаз-9Б, Секангаз-10, Додиген 4482-1, Виско-904NiK, Сепакор 5478AM, И-25-Д (для борьбы с *сероводородной коррозией*) и Газохим, СТ, АИ 1 (с угле-

кислотной коррозией). Эти ингибиторы разработаны или испытаны совместно рос. и иностр. фирмами применительно к условиям конкретных м-ний природного газа.

Ингибитор аминного типа Секангаз получил широкое пром. внедрение на сероводородсодержащих газовых м-ниях. Он хорошо приспособлен к разл. технологиям его применения. Секангаз-9 и Секангаз-9Б предназначены для непрерывного введения в поток газа (напр., с помощью форсунок). В случае использования Секангаз-9 растворителем является углеводородный конденсат или дизельное топливо, а при применении Секангаз-9Б — метанол. Т.е. эта модификация ингибитора может быть использована одновременно в целях защиты оборудования от коррозии и гидратов. Секангаз-10 специально разработан под технологию, связанную с закачкой ингибитора в продуктивный пласт.

Недостатком всех модификаций ингибитора Секангаз является его слабая пленкообразующая способность, что не позволяет широко его использовать, например, для периодического ингибирования газопроводов по поршневой технологии.

Пленкообразующие И. к. Аминкор 2, С-3А, И-55-Д, Додиген 4482-1 способны обеспечить защиту газопромыслового оборудования при 100%-ной влажности газа, а также при обводнении газовых скважин (табл. 3).

Параллельно с ингибиторами Секангаз и Додиген на *Астраханском месторождении* широкое внедрение получил ингибитор Сепакор-5478AM (Германия) — результат совместных исследований и испытаний рос. и нем. специалистов (аббревиатура «AM» — Астраханская модификация).

К ингибиторам углекислотной коррозии нового поколения относятся новые ингибиторы Газохим, СТ и АИ-1.

Особое место среди них занимает ингибитор Газохим, поскольку он получил массовое пром. внедрение на крупнейших м-ниях с углекислотной коррозией и на т. н. низкосернистых м-ниях. Его пром. произ-во в 1990 достигло 1200 т.

Ингибитор СТ высокоэффективен как в газовой, так и в жидкой среде при защите оборудования в 2-фазных системах «вода — электролит» в условиях углекислотной коррозии при турбулентном движении потока.

Ингибитор АИ-1 ориентирован на использование в условиях м-ний природного газа, содержащего большое кол-во CO_2 (до 5% об.), и низкомолекулярных органич. кислот (в отсутствие H_2S). В основу его положен *газовый конденсат*, полученный из газа на этих м-ниях. Конденсат обрабатывается раствором аммиака определенной концентрации и по ингибиторопроводу подается в затрубное пространство скважины.

По данным исследований, выполненных непосредственно на одной из сква-

Таблица 1. Сравнение технологических свойств ингибитора Ифхангаз-1 и ингибитора сероводородной коррозии И-1-А

Свойства ингибиторов	Ифхангаз-1	И-1-А
Растворимость в углеводородах	Растворяется неограниченно	Растворяется с осадком, коагулирует и выпадает в виде осадка
Растворимость в воде	Дает устойчивую эмульсию	Ограниченно растворим
Термостойкость	При темп-ре выше 250 °С разлагается на исходные вещества, не осмолается	Дает смолистые отложения при темп-ре 100 °С
Летучесть	Давление паров, вычисленное из скорости испарения ингибитора, $4 \cdot 10^{-4}$ мм рт.ст.	Имеет летучие фракции с характерным запахом пиридинов
Влияние на пенообразование	Антивспениватель	Повышает уровень пены
Вязкость, (сСт) при: 20 °С	8,5	900–1000
40 °С	4,9	
60 °С	3,1	
Темп-ра потери вязкости, °С	-35	+20
Темп-ра потери текучести, °С	-50	-7
Темп-ра затвердевания, °С	выше -75 (не твердеет)	-35

Таблица 2. Защита стали от наводороживания ($p=760$ мм рт.ст., $t=0$ °С, раствор: 0,5% NaCl, 250 мг/л CH_3COOH , 1,5 г/л H_2S , pH=3,6)

Ингибитор	Кол-во абсорбированного водорода в металле (нсм ³ /100 г в зависимости от концентрации ингибитора, мг/л)						
	0	5	10	30	50	100	500
Ифхангаз-1	11,0	1,13	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
И-1-А	11,0	8,84	4,8	0,3	0,3	0,11	0,11
Норует 9М-50 (Франция)	11,0	11,0	8,2	1,9	0,42	0,2	0,2
Виско-904 (США)	11,0	9,4	9,2	6,5	6,5	6,0	0,2

Таблица 3. Защитные свойства ингибиторных пленок в двухфазной сероводородсодержащей эмульсии электролит – углеводород (P_{H_2S} 0,1 МПа; t 30 °С, время 400 ч)

Ингибитор	Концентрация ингибитора в растворителе, %	Скорость коррозии, г/(м ² ·ч)	Защитное действие, %	Остаточная пластичность, %
Без ингибитора (контроль)	–	0,70	–	22
И-55-Д	4	0,20	71,4	38
	10	0,13	81,4	38
Аминкор-2	4	0,10	85,7	56
	10	0,08	88,6	78
С-3А	4	0,40	42,9	34
	10	0,10	85,7	78
Додиген 4482-1	10	0,06	91,4	78

жии Абазовского газоконденсатного м-ния (Украина), скорость коррозии снизилась с 2,48 до 0,002 мм/год (защита 99%).

Кинетика коррозии, связанная с образованием и разрушением защитной пленки ингибирующих веществ, позволяет сделать вывод, что ингибитор АИ-1 обладает не только высоким защитным эффектом, но и хорошей хемосорбционной способностью, т. к. наблюдаемый срок его последствия достигает 25–28 сут. Эта особенность его поведения позволила рекомендовать периодич. закачку ингибитора АИ-1 в скважины с интервалом 1 раз в 25 сут.

Применяемые в газовой отрасли И. к. отвечают необходимым требованиям и способны обеспечить надежную защиту скважин и всего комплекса газопромыслового оборудования и газопроводов от внутр. коррозии при наличии в составе природного газа H_2S , CO_2 и др. коррозионно-активных компонентов.

Эффективность противокоррозионной защиты зависит не только от качества ингибитора, но и от технологии его использования. Разработан целый ряд методов ингибирования оборудования газовой пром-сти применительно к этапам добычи и транспортировки природного газа.

Наиболее простой метод ингибирования скважин – сплошная закачка И. к. в продуктивный пласт. Он внедрен на многих газовых м-ниях Сев. Кавказа и не требует спец. оборудования. Закачка ингибитора осуществляется в 4 этапа обычными цементировочными агрегатами (рис. 1). И. к. продавливается в продуктивный пласт в жидком виде. В качестве продавочной жидкости, как правило, используется углеводородный конденсат.

Этот метод незаменим в условиях бездорожья, отсутствия централизов. сети ингибиторопроводов и электроэнергии. Однако, как выяснилось в процессе исследований, он может существенно влиять на дебит газовой скважины. Экспериментально установленная зависимость между кол-вом закачиваемого в пласт

И. к. и дебитом газа с учетом его конденсатного фактора описывает уравнение:

$$Q_{\max}^2 + 3,3 \cdot 10^5 \cdot Q_{\max} - 1,6 \cdot 10^7 \frac{N}{q} = 0,$$

где Q_{\max} – максимально возможный дебит газа, тыс. м³/сут (устанавливается индивидуально для каждой скважины в процессе газогидродинамич. исследований); N – кол-во закачиваемого в пласт И. к., т; q – кол-во конденсата, г/м³.

Используя полученную зависимость, возможно оценить необходимый объем закачки И. к., позволяющий сохранить максимально возможный дебит газа и исключить перерасход ингибитора и его отрицательное влияние на добычу газа.

В 1985–86 была разработана и освоена технология закачки И. к. в пласт в виде газожидкостных смесей (аэрозольный метод). Он основан на использовании эффекта растворимости И. к. в природном газе. Установлено, что на растворимость ингибиторов влияют давление, темп-ра и состав газа. Исследуя влияние давления, удалось выявить общую для всех ингибиторов закономер-

ность: имеются свои граничные пределы растворимости, причем с увеличением мол. массы ингибитора растворимость его в газе уменьшается. Влияние темп-ры выражается прямой зависимостью: с повышением темп-ры равномерно растет концентрация растворенного в газе ингибитора. Растворяющая способность углеводородных газов по отношению к углеводородорастворимым ингибиторам возрастает с увеличением мол. веса газа. Установлено также, что углеводородорастворимые И. к. растворяются в природном газе лучше, чем водорастворимые. Однако последние лучше растворяются в кислых газах, а также в парах воды. Метод разработан с учетом того, что все физич. параметры газа при его движении по стволу скважины изменяются. Снижение темп-ры и давления газа способствует конденсации растворенного И. к. и образованию в потоке газа аэрозоля. Зная объем растворенного в газе ингибитора и величину изменения давления и темп-ры по стволу скважины, можно рассчитать кол-во ингибитора, выпадающего из газа в виде аэрозоля.

Аэрозольная технология более совершенна по сравнению с методом сплошной закачки И. к. в пласт в жидком виде. Она позволяет более полно учитывать особенности призабойной зоны пласта и избежать осложнений, ведущих к потере добычи газа и углеводородного конденсата. В процессе промысловых исследований было установлено, что использование аэрозольного метода позволяет обеспечить продолжительную и эффективную защиту скважины от коррозии, а также увеличить ее производительность.

Однако закачка И. к. в пласт не всегда возможна в сильно трещиноватых пластах, а также в пластах с плохими коллекторскими свойствами в силу неизбежного отрицательного влияния на дебит скважины. Закачка в пласт может быть экономически нецелесообразна в случае использования И. к., требующих точной и малой дозировки.

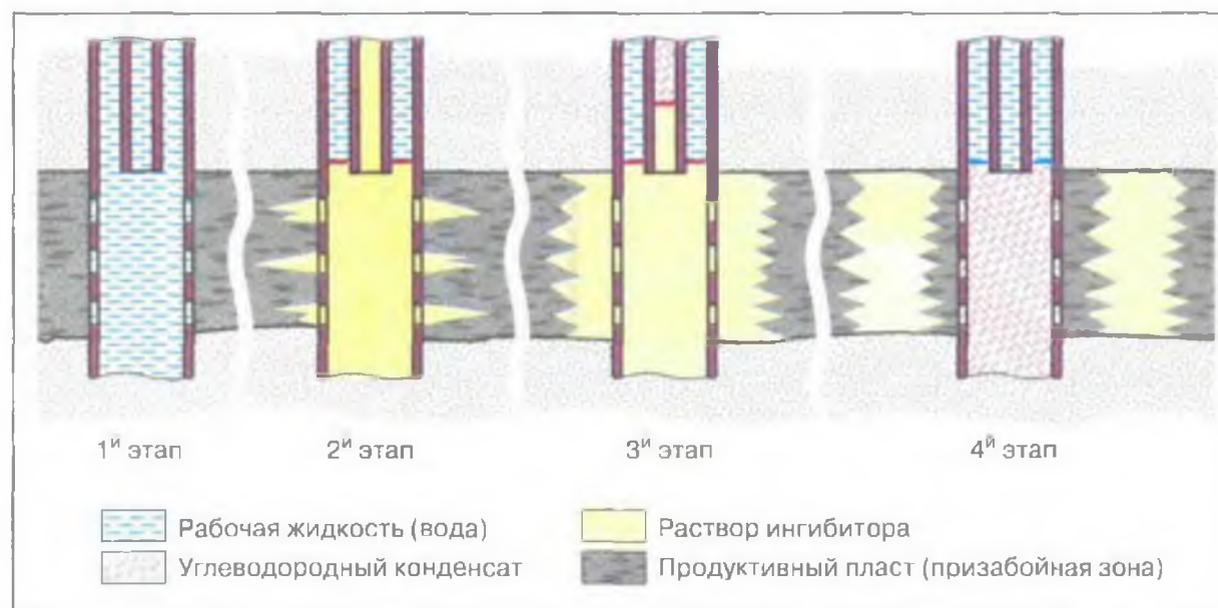


Рис. 1. Метод закачки ингибитора коррозии в пласт: 1-й этап – вытеснение газа из скважины и подача рабочей жидкости; 2-й этап – подача раствора ингибитора коррозии через насосно компрессорные трубы на забой скважины; 3-й этап – закачка ингибитора в пласт с помощью продавочной жидкости (углеводородного конденсата); 4-й этап – ингибитор коррозии в газоносном пласте (забой скважины заполнен углеводородным конденсатом).

В этой связи были разработаны и нашли широкое применение др. методы ингибирования газовой скважины: с помощью дозирочных насосов; закачка И. к. в затрубное пространство с последующей подачей через спец. ингибиторный клапан; централизов. приготовление ингибиторного раствора и подача его в скважину по спец. ингибиторопроводам. Последняя схема эффективно используется на *Оренбургском месторождении*. В качестве растворителя для ингибитора предложен метанол. Т. о. была решена комплексная задача защиты газовой скважины от коррозии и гидратов, к-рые образовывались в скважине из-за низкой темп-ры газа.

Выбор того или иного метода ингибирования газовой скважины всегда определяется конкретными условиями: характеристикой пласта, ее конструкцией, обустроенностью м-ния, экономич. показателями. При этом должна учитываться и характеристика рекомендованного И. к., его физико-химич. свойства и стоимость.

Защита емкостного оборудования на установках подготовки и переработки газа осуществляется И. к., приносимым газовым потоком из скважины, либо посто-

янным или периодич. впрыском порций рабочего раствора ингибитора по ходу продвижения газа (в трубопроводы или непосредственно распылением в самих емкостях). Дополнительная защита производится методом нанесения с установленной периодичностью (вручную, механизиров. способом или способом флотации) пленок углеводородов, содержащих повыш. концентрацию И. к.

Особое значение имеет рассмотрение методов ингибирования газопроводов неочищенного газа. В быв. СССР впервые в мире был осуществлен транспорт сероводородсодержащего газа по трубам большого диаметра на сравнительно большие расстояния (десятки – сотни км). Разработаны и внедрены в пром-сть неск. методов ингибирования таких газопроводов: поршневой метод – ингибирование с помощью одного или нескольких поршней путем создания в трубе т.н. ингибиторной пробки (рис. 2); аэрозольный метод – с помощью спец. форсунок, монтируемых на стационарных или передвижных установках, подключаемых к газопроводу (рис. 3).

При любом методе первоначальное ингибирование всегда должно произво-

диться после завершения работ по очистке и осушке внутр. полости газопровода. Ингибиторный раствор готовят непосредственно перед введением его в газопровод. Закачку ингибитора с целью создания ингибиторной пробки осуществляют спец. агрегатами.

Объем ингибиторного раствора, необходимого для однократной обработки газопровода по поршневому методу, определяется диаметром, длиной газопровода, толщиной ингибиторной пленки и расходом жидкости на заполнение т.н. мертвых зон. Расход раствора на создание защитной пленки по всей внутр. поверхности газопровода рассчитывается по формуле:

$$Q = \pi \cdot D \cdot L \cdot \delta,$$

где Q – необходимый объем ингибитора, м³; D – диаметр газопровода, м; L – длина газопровода, м; δ – толщина ингибиторной пленки, м.

Объем мертвых зон определяется на практике. Обычно на их заполнение требуется дополнительно 20–30% от расчетного кол-ва ингибиторного раствора. Приготовленный в соответствии с расчетом необходимый объем раствора И. к. закачивается между поршнями-разделителями, и приготовленная т.о. «пробка» вводится в газопровод, и ее движение по газопроводу осуществляется за счет небольшого перепада давления газа (0,2–0,3 МПа).

Поршневой метод ингибирования газопроводов впервые был реализован в 1970-х гг. на соединительных газопроводах большого диаметра на *Оренбургском м-нии* ($D_y = 720$ мм), для чего были построены спец. узлы запуска и приема поршней. Достоинства этого метода: возможность применения для защиты от коррозии широкого спектра сравнительно дешевых ингибиторов, в т.ч. полученных на базе побочных продуктов основного химич. произ-ва. К недостаткам можно отнести то, что значительные участки газосборной сети, отводы и *перемычки* при использовании поршневого метода остаются неингибированными.

Аэрозольный метод ингибирования газопроводов предъявляет значительно более высокие требования к качеству И. к. по чистоте и физико-химич. свойствам. В целом он требует значительно меньших объемов рабочей жидкости и позволяет более рационально расходовать И. к. Конечная толщина ингибиторной пленки, обеспечивающая надежное защитное покрытие внутр. поверхности газопровода, при использовании аэрозольного метода составляет 0,5–5 мкм.

Эффективность аэрозольного ингибирования связана с технологич. параметрами транспорта газа по газопроводу. Процесс движения и осаждения аэрозольных частиц в газопроводу существенно зависит от скорости движения газа по трубе, давления в газопроводу и его диаметра. Так, увеличение скорости газового потока более 5 м/с приводит к резкому

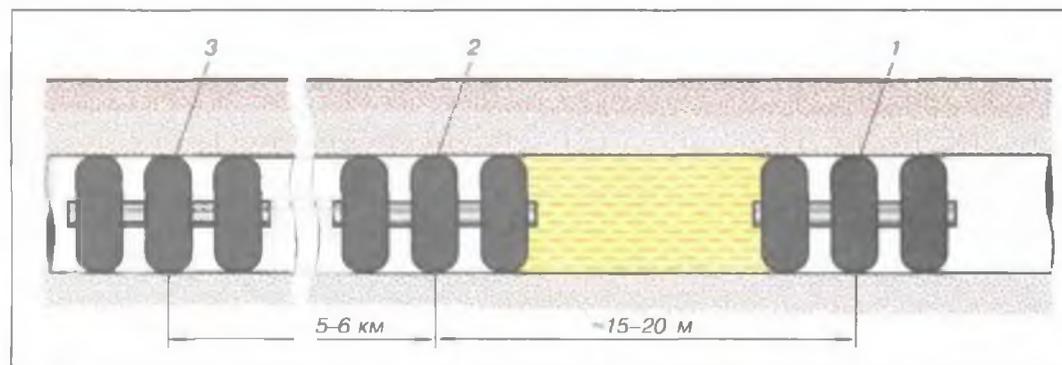


Рис. 2. Поршневой метод ингибирования труб большого диаметра: 1 – головной поршень; 2 – замыкающий поршень; 3 – зачищающий поршень.

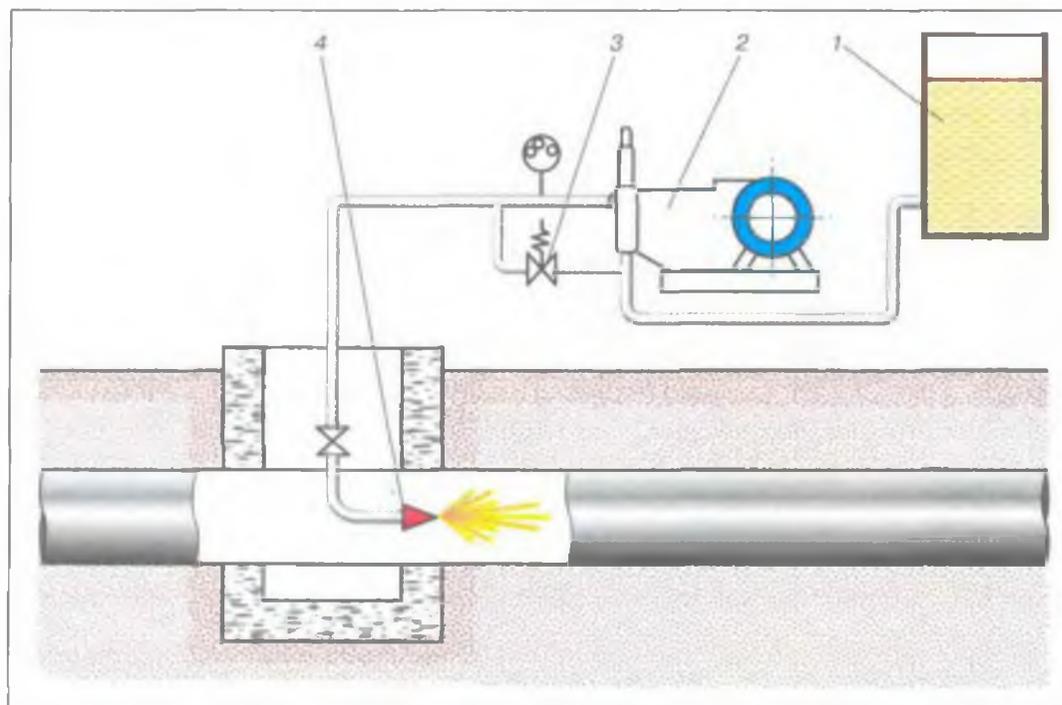


Рис. 3. Аэрозольный метод ингибирования газопроводов: 1 – емкость с ингибитором коррозии; 2 – дозирочный насос; 3 – предохранительный клапан; 4 – форсунка.

уменьшению длины ингибиров. участка газопровода, на к-ром обеспечивается необходимая толщина ингибиторной пленки. Уменьшение давления в газопроводе менее 4 МПа затрудняет создание равномерной пленки по длине газопровода. Осаждение аэрозольных частиц на внутр. поверхности газопровода происходит более равномерно с увеличением диаметра труб св. 500 мм.

Пром. внедрение аэрозольного метода ингибирования осуществлено на газопроводе ($D_y = 1020$ мм) неочищенного газа (содержание H_2S св. 1% и CO_2 ок. 4%) от Зевардинского м-ния до Мубарекского ГПЗ (Узбекистан) протяженностью ок. 100 км. Ингибирование проводилось неразбавленным (100% концентрации) ингибитором Секангаз с расходом 15 л/сут. Результаты длительных коррозионных испытаний подтвердили высокую эффективность этого ингибитора и самого аэрозольного метода ингибирования. Метод был внедрен на Оренбургском м-нии и других коррозионно-опасных газовых м-ниях России.

Т. о. при выборе того или иного метода ингибирования скважин, газопромыслового оборудования и газопроводов всегда должны учитываться конструктивные, технологич. особенности объекта и режим его работы с тем, чтобы максимально использовать защитные способности И.к. и исключить при этом его отрицательное влияние на процессы добычи, транспорта и переработки газа.

Лит.: Брегман Д., Ингибиторы коррозии, М., 1966; Легезин Н.Е., Кемхадзе Т.В., Технические требования, предъявляемые к ингибиторам коррозии, «Газовая промышленность», 1977, № 1; Легезин Н.Е., Куделин Ю.И. и др., Инструкция по контролю за коррозией газопромыслового оборудования, М., 1979; Куделин Ю.И., Легезин Н.Е., Методические указания по испытанию ингибиторов коррозии для газовой промышленности, М., 1996 Ю.И. Куделин.

ИНГИБИТОРЫ НАБУХАНИЯ ГЛИН, см. в ст. *Буровой раствор*.

ИНДИКАТОРНАЯ ЛИНИЯ газовой скважины (рис. а) – зависимость дебита газовой скважины (q_r) от разности квадратов пластового ($P_{пл}$) и забойного (P_3) давлений:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = f(q_r).$$

Необходимо различать фактич. и аналитич. И. л. Фактическая И. л. уста-

навливается при испытании скважин *методом установившихся отборов*. Аналитическая И. л. является результатом аппроксимации экспериментальных точек фактической И. л. на основе аналитич. формулы стационарного притока газа к скважине.

На практике встречаются разл. виды И. л., к-рые можно аппроксимировать формулами:

линейными	$\Delta P^2 = a q_r$;
двучленными	$\Delta P^2 = a q_r + b q_r^2$;
степенными	$\Delta P^2 = c q_r^n$,

а также комбинацией этих формул (a и b соответственно линейный и нелинейный коэффициенты фильтрационного сопротивления скважины; n – коэф. нелинейности И. л., изменяющийся от 1 до 2; c – эмпирич. коэф., характеризующий продуктивность скважин).

Для аппроксимации экспериментальных точек аналитич. формулами используют представление И. л. в виде аноморфозы (рис. б) или представление экспериментальных точек на графике в координатах $\Delta P^2/q_r$ от q_r .

На практике в ряде случаев получают аномальные И. л., к-рые характеризуются либо значительным разбросом экспериментальных точек, получаемых в результате каких-либо нарушений в работе скважины или неточных измерений, либо невозможностью аппроксимации на отд. участках И. л. теоретич. формулами притока газа (линейной, двучленной, степенной). Отклонения И. л. от стандартного вида бывают связаны, как правило, с несоблюдением принципа изохронности; изменением параметров призабойной зоны в процессе испытания (в т. ч. подключением новых работающих интервалов); подтягиванием конусов подошвенной воды; выпадением конденсата в призабойной зоне и др.

В случае получения аномальных И. л. принимают меры по установлению причин аномальности и проводят повторные испытания.

И. л. является важнейшей газодинамич. характеристикой *продуктивности* газовой скважины. Полученные при аппроксимации экспериментальных точек аналитич. представления И. л. (соотношения) позволяют определить *абсолют-*

но свободный дебит и свободный дебит скважин, коэффициент продуктивности газовой скважины, а также прогнозировать изменение дебита скважины при снижении *пластового давления* при разработке и смене *технологического режима эксплуатации* скважин.

И. л. служит одним из осн. индикаторов диагностики работы скважины, к-рый фиксирует все технологич. осложнения при ее работе (обводнение, *скин эффект* и пр.).

Г. А. Зотов.

ИНДОЛО-КУБАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

ИНЕРТНЫЕ ГАЗЫ – благородные, редкие газы – одноатомные газы без цвета и запаха: гелий (He), неон (Ne), аргон (Ar), криптон (Kr), ксенон (Xe), радон (Rn). инертность к-рых обусловлена наличием у атомов устойчивой внеш. электронной оболочки, где у He находится 2 электрона, у остальных И. г. по 8. В небольших кол-вах И. г. присутствуют в природных горючих газах, в растворенном виде – в воде, нефти. При *нормальных условиях* 1 м³ воздуха содержит ок. 9,4 л И. г. Наиболее распространен Ar, в природных газах – Ne. В природе И. г. образуются в результате разл. ядерных реакций, часть И. г. имеет космогенное происхождение. Все И. г., за исключением радона, имеют неск. изотопов. Запасы И. г. не уменьшаются, лишь гелий постоянно рассеивается в космич. пространстве.

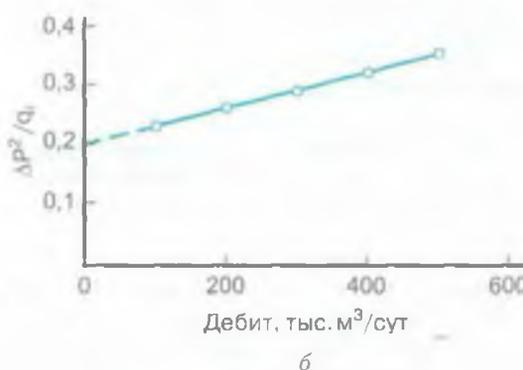
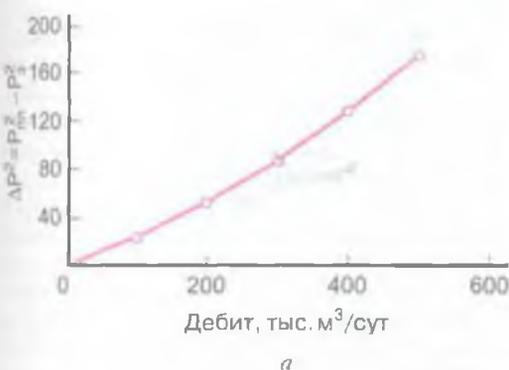
ИНТЕНСИВНОСТЬ ВОСПОЛНЕНИЯ ОТБИРАЕМЫХ ЗАПАСОВ – отношение объема подготовки разведанных запасов к добыче газа (нефти) за определенный период. При этом подготовка разведанных запасов представляется как сумма прироста и изменений *запасов*, полученных за счет их пересчета (ревизии) без проведения дополнительных геолого-разведочных работ и их списания.

Показатель используется при анализе и проектировании *геолого-разведочных работ*.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА газа – комплекс работ, проводимых в скважинах с целью повышения их *дебита* при заданной депрессии, а также работы, направленные на борьбу с обводнением. Работы по И. п. можно условно разделить на работы для высоко- и низкопроницаемых коллекторов.

Для скважин, вскрывающих высокопроницаемые коллекторы, работы по И. п. связаны с деглинизацией призабойной зоны пласта, удалением фильтрата *бурового раствора* или соединением скважины каналами дренирования с незагрязненной зоной. За счет этих работ стремятся получить дебиты, близкие к потенциальным.

Для скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, И. п. достигается путем создания разветвленной системы дренирования в виде протяженных трещин (напр., при проведении *гидроразрыва пласта* или массивированных высоконапорных кислотных обработок).



Индикаторная линия газовой скважины (а) и ее аноморфоза (б): $P_{пл}$ – пластовое давление; P_3 – забойное давление; q_r – дебит газовой скважины.

Для повышения эффективности работ по И. п. необходимо проводить в период заканчивания *строительства скважин* и их освоения. Выбор и обоснование работ по И. п. проводят на основании анализа геолого-физич. характеристик продуктивного пласта, данных по технологии бурения скважин, применяемых буровых растворов и их поглощениях и результатов испытания скважин. Работы по борьбе с обводнением проводятся в высоко- и низкопроницаемых коллекторах.

Технологии И. п. газа на 1-й стадии их проведения были заимствованы у нефтяников. Их совершенствование проводилось газовиками применительно к конкретным условиям.

Кислотные ванны – один из способов И. п. газа, вариант наиболее простых кислотных обработок. Их проведение не требует высоконапорного оборудования. В скважину закачивается расчетное кол-во кислоты и без перерыва закачивается продавочная жидкость в объеме, равном объему *насосно-компрессорных труб* (НКТ), на к-рых закрывается задвижка. Скважина останавливается на 16–24 ч, после чего она осваивается. При такой обработке, как правило, подвергаются обработке только ниж. интервалы пласта.

Пенокислотная обработка позволяет увеличить охват обработки, т. к. пена, полученная путем добавления в кислоту пенообразователя *поверхностно-активного вещества* (ПАВ) и газирование ее, имеет пониженную фильтрационную способность, что способствует поднятию столба пены в скважине.

Поинтервальными кислотными обработками обрабатывают выбранный по данным дебитометрии интервал. Последний может быть выделен *пакерами* или путем закачки пакерирующей (загущенной) жидкости в объеме, равном объему скважины до выбранного интервала, и после отделения нижележащих интервалов в скважину закачивается кислота. Поинтервальные обработки позволяют подключить в отработку выбранные интервалы.

При поинтервальных направленных кислотных обработках струйным способом на НКТ устанавливаются струйные клапаны напротив выбранных интервалов и кислота под большим давлением закачивается в НКТ. В скважине может быть установлено 3–5 клапанов, причем обработку можно проводить последовательно, открывая клапаны с помощью канатной техники. При этом могут использоваться насосные агрегаты небольшой производительности.

Скоростную высоконапорную кислотную обработку (СВКО) проводят в *призабойной зоне* скважины, вскрывающей залежь, сложенную трещиноватым коллектором. Кислота закачивается со скоростью 0,05–0,07 м³/с, на забое достигается давление раскрытия естеств. микротрещин. Это стало возможным при появлении насосных агрегатов большой гидравлич. мощности. Эффек-

тивность такой обработки не меньше, чем гидроразрыв пласта. В России первые СВКО были проведены в 1987 на *Астраханском месторождении*. При проведении СВКО применяется то же оборудование, что и при гидроразрыве. СВКО является перспективным методом И. п. углеводородов в скважинах, вскрывающих залежи м-ний Прикаспийской впадин.

Химические реагентные обработки (ХРО) призабойной зоны пласта направлены на повышение дебита скважин различными химич. реагентами и их комбинациями. Используют кислоты (соляную, плавиковую, уксусную и др.), щелочи, ПАВ, спирты и др. Проводят их, как правило, с целью деглиннизации призабойной зоны пласта, удаления из нее фильтрата бурового раствора, стабилизации глинистого цемента и др. Для выбора рабочей жидкости необходимо провести исследование по составу породы, слагающей продуктивный пласт, пластовых флюидов. Рабочая жидкость должна быть совместима с пластовым флюидом, а продукты реакции, полученные при реагировании с породой, не должны загрязнять продуктивный пласт.

Н. Е. Середа.

ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ СКВАЖИН – явление, выражающееся в изменении *дебитов* скважин или их *забойных давлений* или тех и других одновременно, под влиянием изменения режима работы окружающих скважин. Скважины первой категории наз. реагирующими, а второй – возмущающими. В результате И. с. *депресссионные воронки* пластовых давлений обеих групп скважин перекрывают одна другую, вследствие чего снижается их производительность. Теоретич. исследованиями и практикой разработки установлено, что даже в условиях поддержания *пластового давления* путем искусств. заводнения И. с. от одного ряда нагнетательных скважин могут эффективно работать от 2 до 4 рядов добывающих скважин. Интенсивность проявления И. с. зависит от комплекса природных (уровень *литологической неоднородности* пластов, степени их *гидродинамического взаимодействия* и т. п.) и технологич. факторов (плотность и система расположения скважин на залежи, степень их совершенства и т. п.). В целях рациональной разработки м-ний необходимо проводить спец. исследования по оценке количеств. связей этого явления путем опытного проведения И. с. и фиксации характеризующих ее показателей.

ИНТРОСКОП, см. в ст. *Техническая диагностика*.

«ИРЦ ГАЗПРОМ» («Информационно-рекламный центр газовой промышленности») – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Один из ведущих центров научно-технич. информации газовой промышленности. Адм. центр – г. Москва. Создано в 1997 в результате преобразования дочернего предприятия «Информационно-рекламный центр», к-рое в 1993 выделилось как

самостоятельное подразделение из состава фирмы «Информгаз».

Осн. целью ООО является информационное обеспечение науч. и технич. политики «Газпрома».

ООО на основе новых информационных технологий разрабатывает автоматизиров. базы данных, используя к-рые осуществляет систематизацию и анализ научно-технич. информации, обеспечивает пополнение отраслевого информационного ресурса по приоритетным направлениям развития ОАО «Газпром»; проводит исследования и анализ технико-экономич. и статистич. показателей развития отечеств. и заруб. газовой промышленности; выполняет информационные исследования и готовит аналитич. проблемно-ориентированные обзоры и материалы; осуществляет науч. редактирование и на собств. полиграфич. базе издает отраслевую научно-технич. лит-ру и нормативно-методич. документацию; разрабатывает дизайнские решения для экспозиций и обеспечивает участие ОАО «Газпром» в выставках с целью продвижения научно-технич. продукции и технологий организаций отрасли на отечеств. и заруб. рынках; занимается фото- и видеоохроной, на базе к-рой подготавливает фотоальбомы и видеофильмы об осн. событиях и этапах развития газовой промышленности.

А. И. Липатов.

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН – отклонение скважины в процессе бурения от заданного направления, вызываемое геологич. условиями (сланцеватость, трещиноватость, *анизотропия* горн. пород, разл. угол падения, неодинаковая крепость пород, разнородные гидрогеологич. условия, пустоты и др.), особенностями технологии бурения (способ и *режим бурения*, частота вращения *породоразрушающего инструмента*, режим *промывки* и качество промывочного раствора и др.) и технич. условиями (применение бурильных компоновок неоптимальных размеров, плохого качества и др.). Величина И. с. определяется с помощью инклинометра (прибор для определения зенитного угла и азимута искривления буровой скважины с целью контроля ее пространств. положения) и достигает нескольких метров. Подробно см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин и технологич. оборудования.

ИСПАРИТЕЛЬ, см. в ст. *Теплообменный аппарат*.

ИСПЫТАНИЕ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ – промышленно-экспериментальное исследование поведения скважины как горн. выработки и как технич. конструкции в разл. горно-геологич. условиях и при разл. режимах ее эксплуатации.

В процессе испытания устанавливают *продуктивность* скважины (испытание на продуктивность); состав продукции скважины (газоаналитич. и газохимич. исследования); водопроявление (наличие в продукции скважины *пластовой воды*); механич. устойчивость призабойной зоны от разрушения (*геомеханические исследования устойчивости*).

И. г. с., как правило, совмещают с проведением операций по изучению состояния *обсадной колонны*, заколонного цементного камня, внутрискважинного оборудования, текущего положения забоя и др. (диагностика состояния скважины).

Испытания проводятся в процессе опробования пласта и освоения скважины (первичные испытания), ее эксплуатации (текущие), после проведения капитального ремонта, в спец. случаях (при проведении работ по *интенсификации притока* газа, разл. осложнениях и т.п.).

Опробование газоносного пласта – процесс испытания отд. участков вскрытой продуктивной толщи без перекрытия ее обсадной колонной. Проводится с использованием спец. подземного оборудования (испытателя пластов) в комплексе с изучением вскрытого интервала др. методами (промыслово-геофизич.; *шлам, керн*; боковой грунтонос; отбор проб газа, конденсата, нефти, воды).

Освоение газовой скважины – получение притока газа из продуктивного пласта после его вскрытия и оборудования скважины и ее забоя проектными конструкциями. Этап освоения состоит из след. фаз: сообщение (в случае обсаживания и цементирования продуктивной толщи) ствола скважины с газоносным пластом путем перфорации обсадной колонны; вызов притока газа из пласта и очистка *призабойной зоны* и забоя от *бурильных растворов* и продуктов разрушения пласта; испытание скважины на продуктивность; отбор проб газа, конденсата, нефти и воды. Для газоконденсатных скважин проводятся спец. исследования на газоконденсатность.

И.г.с. на продуктивность проводятся с целью установления производительности вскрытого газоносного пласта данной скважины с учетом качества вскрытия. Они включают установление: *индикаторной линии*; *кривой производительности*; зависимости темп-ры на устье от дебита (температурный режим); профиля притока газа в скважину (работающие интервалы вскрытой толщи и их дебиты).

При проведении И.г.с. используются *газогидродинамические методы исследования*, методы забойной дебитометрии, физико-химич., термометрич. и др. методы.

По своему назначению выделяются испытания: *первичные* – проводятся на выходящих из бурения скважинах при переводе их в эксплуатационный фонд (см. в ст. *Фонд скважин*); *текущие* – регулярно проводятся в процессе эксплуатации скважины с целью диагностики ее функционирования и установления *технологического режима эксплуатации* на текущий период; *специальные* – проводятся при проведении капитальных ремонтов (до и после), работ по интенсификации притока газа, осложнениях при эксплуатации и др. целевых программ.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования

газовых скважин. М., 1970: Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин. М., 1995. Г. А. Зотов.

ИСТОЩЕНИЕ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ – уменьшение начальных запасов газа в продуктивном пласте, связанное с его добычей. Характеризуется снижением среднего пластового давления в залежи (*пластовых давлений* в разных точках газоносного пласта). Если при этом не происходит вторжения пластовой (контурной или подошвенной) воды, И.г.з. протекает в условиях газового режима, в противном случае – *упруговодонапорного режима*. Поступление *пластовой воды* приводит к формированию микро- и макрозаемленных объемов газа, обводнению эксплуатационных скважин, а следов., уменьшению конечного *коэффициента газоотдачи* (конденсатоотдачи) пласта. В процессе И.г.з. уменьшаются *дебиты* скважин, возникает необходимость их добурирования для поддержания заданного уровня добычи газа. Происходят упругая деформация продуктивного коллектора, ухудшение его емкостных и фильтрационных параметров. И.г.з. приводит к необходимости ввода в эксплуатацию *компрессорной станции* (для обеспечения *дальнего транспорта газа* или подачи его др. потребителю). Система промысловой подготовки продукции в ряде случаев изменяется. Технич.-экономич. показатели добычи и обработки газа ухудшаются. Процесс И.г.з. завершается, когда добыча газа из данной залежи становится экономически нецелесообразной.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

«ИТЕРА» – междунар. группа компаний, крупнейший независимый поставщик газа на рос. рынок и в страны СНГ. Имеет представительства, филиалы и дочерние компании в России, странах СНГ, Балтии, Европы и США. Центр. офис – г. Москва. Создана в 1992. С 1994 занимается реализацией газа, с 1998 развивает собств. добычу. «И.» осуществляет стр-во газопроводов в России и за ее пределами, реализует широкомасштабную программу по выпуску ПЭТ-преформ (заготовок для пластиковой посуды) и сырья для них на базе собств. предприятий в России и Белоруссии и др. странах. Участвует в реализации газодоб. проектов в ряде стран СНГ (напр., в Туркменистане и Узбекистане).

Осн. регион производств. деятельности «И.» – Ямало-Ненецкий авт. округ, где компания приступила к реализации проектов добычи природного газа в 1998. В 1999 в пром. эксплуатацию был введен газовый промысел на *Губкинском месторождении*, в 2001 – на *Восточно-Тарко-Салинском месторождении*. В 2003 «И.» ввела в пром. разработку Береговое м-ние. На нач. 2004 «И.» участвует в освоении в авт. округе 6 м-ний с суммарными запасами более 1,17 трлн. м³ газа, св. 30 млн. т газового конденсата и ок. 43 млн. т нефти. В 2003 в Зап. Сибири компанией добыто св. 30 млрд. м³ газа.

«И.» участвует в газификации поселков и городов авт. округа.

В Свердловской обл. «И.» работает с 1999, полностью обеспечивая ее потребности в природном газе. Поставки (ок. 17 млрд. м³ газа в год) осуществляет дочерняя компания «Уралсевергаз». В период с 1999 по 2003 включительно «И.» поставила более 73 млрд. м³ газа. С участием компании в области ведется стр-во магистральных газопроводов ср. давления.

В Калмыкии на нач. 2004 «И.» владеет 11 лицензиями на проведение геологоразведочных работ с целью поиска м-ний и добычи природного газа.

«И.» обладает многолетним опытом экспорта среднеазиатского и рос. природного газа в страны СНГ и Балтии, а также его реализации рос. потребителям в ряде стран СНГ и Балтии. С 1994 компания реализовала в этих гос-вах св. 400 млрд. м³ природного газа.

С 1996 «И.» реализует программу ПЭТ. Компания является одним из крупнейших в России и странах СНГ производителей ПЭТ-преформ и полиэтилентерефталата. Производств. мощность рос. и белорусских предприятий – 1,5 млрд. преформ в год. Технологич. процессы на всех предприятиях автоматизированы, произ-во отвечает самым высоким требованиям экологич. безопасности. В 2003 в Белоруссии введена новая высокопроизводительная технологич. линия по произ-ву полиэтилентерефталата.

Малкинский карьер в Ставропольском крае (введен в эксплуатацию в 2000) является наиболее передовым рос. предприятием строительной индустрии. Карьер – один из крупнейших в Европе: производств. мощность св. 1 млн. м³ щебня, песка и гравия в год. Разработку ведет акционерное об-во «Ставропольстройнеруд», 72% акций к-рого принадлежит «И.».

Молдавский металлургич. з-д, входящий в «И.», специализируется на выпуске мелкосортного проката и признан одним из лучших предприятий данного профиля в Центр. и Вост. Европе. Ок. 90% продукции завода идет на экспорт. В 2003 на заводе произведено ок. 860 тыс. т стали, в т.ч. ок. 760 тыс. т проката.

«И.» принимает также участие в модернизации химич. комб-та «Азот» – одного из крупнейших предприятий Грузии и единств. производителя минер. удобрений в странах Закавказья быв. СССР.

В компании большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды. Газодоб. проекты на Кр. Севере сопровождаются природоохранными мероприятиями по сохранению и защите рельефа местности, водоемов, водоносных горизонтов, атмосферы.

«И.» осуществляет широкую благотворительную деятельность, содействуя выполнению соц. программ, развитию образования, культуры и спорта.

К

КАВЕРНОЗНОСТЬ (от лат. caverna – пещера, полость) – понятие, характеризующее преобладающий тип пустотного пространства порового коллектора. Большинство совр. классификаций типов пустотного пространства относят к кавернам пустоты неправильной и изометричной формы размером 10^{-3} м и более. Преимуществ. генезис каверн связан с растворением, выносом вещества пород либо с дегазацией лав и др. процессами. К. классифицируется по размерам на мелкие (10^{-3} – 10^{-2} м) и крупные (10^{-2} – 10^{-1} м) каверны, пещеры св. 10^{-1} м.

«КАВКАЗТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших предприятий по хранению, транспортировке и добыче газа на Сев. Кавказе. Адм. центр – г. Ставрополь. Создано в 1999 путем преобразования одноименного дочернего предприятия.

В 1966 образовано производств. объединение «Ставропольгазпром», к-рое в 1982 переименовано в «Севкавказгазпром». В 1987 на его базе создано производств. объединение «Кавказтрансгаз», ставшее в 1991 одноименным гос. предприятием, а в 1993 дочерним предприятием РАО «Газпром».

Поставка природного газа (более 61,6 млрд. м³ в год) осуществляется в Ставропольский кр., Карачаево-Черкесию, Кабардино-Балкарию, Сев. Осетию-Аланию, Ингушетию, Чечню, Дагестан, Калмыкию, частично Краснодарский кр., Ростовскую и Астраханскую области, страны СНГ (Грузию, Армению, Азербайджан) и Турцию.

В 1960-е гг. пром. потенциал Европ. части быв. СССР обеспечивался газом, поступающим в осн. с *Северо-Ставропольско-Пелагиадского месторождения*. В сер. 1960-х гг. в Ставропольском кр. были открыты Расшеватское, Тахта-Кугультинское, Мириенское, Журавское, Петровско-Благодарненское и др. газовые м-ния.

В 1978 на базе истощенного газового м-ния Зеленой свиты, а в 1984 – м-ния Хадумского горизонта было создано Северо-Ставропольское подземное хранилище газа (ПХГ), к-рое по запасам хранения газа (более 40 млрд. м³) является крупнейшим в мире. На нач. 2003 активный объем (24 млрд. м³) составляет ок. 40% от активного объема действующих подземных хранилищ «Газпрома», обеспечивая более 33% макс. суточной производительности в зимнее время.

«К.» – единая технологич., организационная и финансовая система, объединяющая 19 структурных подразделений (филиалов), осн. направление деятельности к-рых: добыча и транспортировка газа, газового конденсата и нефти; эксплуатация и развитие Северо-Ставропольского ПХГ; бурение эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ; обустройство и разработка газовых и газоконденсатных м-ний; реализация сжатого природного газа в качестве моторного топлива для автотранспорта; обеспечение функционирования сухопутного участка магистрального газопровода Россия – Турция (проект «Голубой поток», морской вариант).

В состав «К.» входят: Ставропольское газопромислово-вое упр-ние (пос. Рыздвяный) и упр-ние по добыче и транспортировке газа (г. Светлоград); 7 линейных производств. упр-ний магистральными газопроводами, упр-ние буровых и ремонтно-восстановительных работ, 2 ремонтно-восстановительных упр-ний и 7 вспомогательных подразделений, обеспечивающих эффективную и бесперебойную работу осн. подразделений по подаче газа потребителям.

Производств. база «К.» включает: 14 компрессорных станций общей мощностью 1080,8 МВт и 2 дожимные компрессорные станции с 19 компрессорными цехами; 300 газораспределительных станций. Общая протяженность магистральных газопроводов разл. диаметра составляет 7100 км. Это магистральные газопроводы Ставрополь – Москва, Ставрополь – Грозный, Мирный – Изобильное, Моздок – Тбилиси, Моздок – Казы Магомед, Новопсков – Аксай – Моздок, Магат – Сев. Кавказ, Сев. Кавказ – Закавказье, Починки – Изобильное – Северо-Ставропольское ПХГ.

Территориально компрессорные станции в составе общей газотранспортной системы ООО располагаются в Ставропольском кр., в Ростовской и Астраханской областях, в Респ. Калмыкия и в республиках Сев. Кавказа.

В «К.» большое внимание уделяется решению соц. задач. Открыто 20 медицинских пунктов, оснащенных совр. стоматологич. и физиотерапевтич. оборудованием. Профессиональное обучение работников осуществляют учебно-курсовой комбинат и учебно-производственный центр.

В пос. Рыздвяный «К.» построен православный храм, что способствует возрождению духовной культуры населения. В рамках благотворительных программ

«К.» оказывает помощь разл. детским и ветеранским организациям.

В. В. Зиновьев

КАМЕННЫЙ УГОЛЬ – твердое горючее полезное ископаемое растительного происхождения; разновидность ископаемых углей, промежуточная между бурым углем и антрацитом.

Органическое вещество К.у. содержит (в %): углерод 75–92; водород 2,5–5,7; кислород 1,5–15. Выш. теплота сгорания (в пересчете на сухое беззольное состояние) 30,5–36,8 мДж/кг. Большинство К. у. относится к гумолитам (угли, образовавшиеся из высш. растений); сапропелиты (образованы за счет остатков простейших планктонных животных и растительных организмов) и гумито-сапропелиты присутствуют в виде линз и небольших прослоев.

В зависимости от палеотектонич. и палеогеографич. обстановок осадконакопления и эволюционного развития растительного мира образуются угли разл. мощности и существенно разл. петрографич. состава. Так, в первую фазу угленосности в ср. девоне формировались угли с высоким содержанием лейптинитовых микрокомпонентов (споры, кутикулы, смоляные тела и т.п.).

В угленосных формациях ср. и верх. карбона в К. у. преобладают микрокомпоненты группы витринита (до 75–80% и более в углях Донецкого басс.), а также фюзинита (до 30–40% в углях Тунгусского и Кузнецкого угольных бассейнов). Более значительное содержание фюзинита характерно для нижнепермских углей (до 60% в Тунгусском, Кузнецком и др. бассейнах), что связано, по-видимому, с нек-рым возрастанием аридности климата. Начиная с поздней перми и вплоть до кайнозоя происходит накопление углей с резким преобладанием микрокомпонентов группы витринита (до 60% в поздней перми, 80% в триасе – ранней юре и 95% в ср. юре – мелу). Содержание лейптинита в мезозойских углях, как правило, не превышает 5–10%. Гл. периоды накопления К. у. на территории России: карбон, пермь, ср. юра, ранний мел.

Залегают К. у. в форме пластов и линзовидных залежей разл. мощности (от долей м до неск. десятков и сотен м) на разных глубинах (от выходов на поверхность до 2500 м и глубже). К. у. образуются из продуктов разложения органич. остатков высш. растений, претерпевших изменения (органич. метаморфизм) в условиях давления окружающих пород земной коры и сравнительно высокой темп-ры.

В зависимости от преобладания тех или иных петрографич. компонентов выделяют витреновые, клареповые, дюрено-клареповые, кларепо-дюреновые, дюреновые и фюзеновые К. у.

Возрастание степени метаморфизма в органич. веществе К. у. вызывает последовательное увеличение относительного содержания углерода и уменьшение содержания кислорода и водорода. Последовательно снижается выход летучих веществ (от 50 до 8% в пересчете на сухое беззольное состояние); изменяются также *теплота сгорания*, способность спекаться и физич. свойства угля.

Химич. отличия органич. вещества гумусовых и сапропелевых углей выражены достаточно ярко. В первых структурообразующим каркасом органич. вещества являются ароматич. кольца разной степени конденсированности, соединенные в ячейки метиленовыми или неуглеводородными мостиковыми группами, содержащими кислород, азот и серу.

Органич. вещество сапропелитов на 60–80% сложено полиметиленовыми структурами. Вместе с тем органич. вещество сапропелевых (альгинитовых) и липтобиолитовых (лейптинитовых) углей обогащено водородом по сравнению с органич. веществом гумолитов.

В качестве оптич. критерия степени метаморфизма углей используется показатель отражения витринита (R^0 , %), к-рый применяется в нефтегазовой геологии для установления стадии катагенетич. преобразования органич. вещества вмещающей его осадочной толщи.

В качестве эталона степени метаморфизма органич. вещества (стадии катагенетич. преобразования) принята классификация углей Донецкого басс., согласно к-рой выделяются след. марки: длиннопламенные (Д), газовые (Г), газово-жирные (ГЖ), жирные (Ж), коксовые жирные (КЖ), коксовые (К), коксовые вторые (К₂), слабоспекающиеся (СС), отощенные спекающиеся (ОС) и тощие (Т) с последовательным увеличением содержания углерода от марки Д к марке Т от 76 до 92%, уменьшением выхода летучих веществ с 42 до 7–12%.

Величина R^0 (отражательная способность витринита в масляной иммерсии) последовательно возрастает от 0,5–0,65% для углей марки Д до 2–2,5% в углях марки Т. Плотность К. у. зависит от петрографич. состава, количеств. содержания и характера минер. примесей и степени метаморфизма.

Начальные суммарные ресурсы К. у. в России до глуб. 1800 м оценены в 4,5 трлн. т или 3,9 трлн. т *условного топлива*. Разведанные запасы составляют ок. 200 млрд. т. Осн. часть прогнозных ресурсов (98,5%) и разведанных запасов (90%) расположена за Уралом. Крупными потенциальными ресурсами обладают Тунгусский, Ленский и Таймырский камешноугольные бассейны.

Известно, что К. у., залегающие на глуб. св. 300–500 м, насыщены метаном, концентрация к-рого в отд. случаях достигает 50 м³ и более на 1 т угля. Метан,

сорбиров. угольными пластами, относится к *нетрадиционным источникам* природного газа, и общие его ресурсы в осн. угольных басс. России оцениваются ок. 33 трлн. м³ (подробно см. в ст. *Метан угольных месторождений*). Кроме того, не менее 500 млрд. м³ метана находятся в угольных пластах в виде залежей *свободного газа* и могут быть объектом поисков и разведки. В России попутно с добычей К. у. ежегодно утилизируется ок. 100 млн. м³ угольного метана, что составляет менее 7% всего каптируемого газа.

Лит.: Еремин И. В. и др., Петрография и физические свойства углей, М., 1980; Геология, геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. П. Ступаков.

«КАСПИЙГАЗПРОМ» – об-во с огранич. ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100% ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Адм. центр – г. Махачкала. Правопреемник созданного в 1991 как ООО «Дагестангазпром» на базе Дагестанского линейно-производств. упр-ния магистральных газопроводов (ЛПУМГ), образованного в 1979. Новое назв. получило в 2000.

Осн. направление деятельности предприятия – поставки природного газа потребителям Респ. Дагестан, а также транзит его в Азербайджан.

В 1980-е гг. Дагестанское ЛПУГ через созданные производственно эксплуатационные упр-ния в осн. координировало снабжение потребителей природным газом. В эти годы были построены газопроводы Моздок – Казии-магомед, Магат – Сев. Кавказ, сданы в эксплуатацию *компрессорные станции* в гг. Избербаш и Кизилюрт, *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции* в гг. Махачкала, Дербент.

По оценкам геологов, Дагестан обладает наибольшими среди республик Сев. Кавказа прогнозными ресурсами газа и нефти. Поэтому осн. стратегией развития предприятия выбрало собств. газодобычу. С 1994 началось поисково-разведочное бурение, в результате к-рого были получены непром. притоки газа при испытании ряда скважин, а на м-нии Ачи-Су получен газовый конденсат с дебитом 80 тыс. м³ в сут. Сейсморазведочные работы выявили перспективные с т. зр. запасов газа и нефти территории: Алмало, Агачаул, Аданак, Рукель и др. С 1994 ведутся также геолого-разведочные работы в пределах Дагестанского сектора акватории Каспийского м.

В 2000 специалисты «К.» восстановили воздушный переход магистрального газопровода Моздок – Казии-магомед через р. Терек на территории Чечни, в 2002 введены в строй газозмерительные станции «Кумли», «Аксаи», пострадавшие в результате военных действий в кон. 1990-х гг., а также построена газозмерительная станция «Нова-Филия».

ООО «К.» имеет 21 филиал, в т. ч. пять ЛПУМГ (Тарумовское, Кизилюртовское, Махачкалинское, Избербашское и Дербентское), обслуживает газотранспортную систему общей протяженностью

1200 км, в т. ч. участки магистральных газопроводов Моздок – Казии-магомед и Магат – Сев. Кавказ общей протяженностью 450 км. Все объекты газотранспортной системы республики обеспечены совр. цифровой связью, что позволяет своевременно выявлять и оперативно ликвидировать любые неполадки на объектах. Первая радиорелейная линия связи была запущена в 2000.

Компания активно участвует в *газификации* населенных пунктов республики. В Дагестане утверждена программа газификации, предусматривающая газификацию более 100 населенных пунктов и 29 сельских районов. Предполагается впервые подать природный газ в 55 населенных пунктов, что даст возможность газифицировать более 16 тыс. квартир и индивидуальных дворов.

В соответствии с *генеральной схемой* газификации намечается построить 373 км газопроводов-отводов и 1044 км подводящих газопроводов. За счет расширения газотранспортной сети, организации собств. добычи и рационального использования газа предполагается довести объем поставок газа потребителям республики до 3 млрд. м³ в год. Предполагается реконструкция магистральных газопроводов для увеличения объема транзита газа в гос-ва Закавказья.

В перспективе планируется стр-во подземного хранилища газа на базе выработанного м-ния Шамлах-булак, развитие энергосберегающих технологий, активизируется работа по переводу автотранспорта на *газомоторное топливо*.

У. А. Эрболатов.

КАТАГЕНЕЗ (от греч. kata – приставка, означающая движение сверху вниз, переходность и genesis – происхождение, рождение, возникновение) органического вещества – совокупность процессов преобразования осадочных пород после их литификации от конца диагенеза до начала метагенеза. Впервые термин предложен рос. геохимиком А. Е. Ферсманом (1922), впоследствии получивший обоснование и широкое распространение в трудах сов. и рос. литологов и геологов-нефтянников (Н. Б. Вассоевич, Н. М. Страхов, Н. В. Лопатин, С. Г. Неручев и др.).

Процесс преобразования *органического вещества* и вмещающих его осадочных пород по мере их погружения (в связи с изменением темп-р и давления) характеризуется определенной стадийностью. Для характеристики эволюции органич. вещества в геологии нефти и газа выделяют след. стадии: *диагенез*, К., метагенез и собственно метаморфизм. Для характеристики степени превращенности (т. н. зрелости) органич. вещества в земных недрах используется ряд методов и приемов. Наиболее разработаны оптич. и химич. методы, в частности анализ отражательной способности, или показателя отражения витринита (R^0 , %), элементный и пиролигич. анализы. Первые два метода являются опорными для сопоставления результатов всех пр. методов.

К геологич. факторам, обуславливающим физико-химич. процессы, происходящие в осадочных толщах (включая органич. вещество), относятся: темп-ра, горное давление и длительность их воздействия, каталитич. особенности минеральной среды, эволюция минерального субстрата пород.

В России для разл. стадий преобразования органич. вещества наибольшее распространение получила марочная классификация углей, согласно к-рой выделяются торф, мягкие (Б₁), матовые (Б₂) и блестящие (Б₃) бурые угли и *каменные угли* разл. марок.

Предложено неск. шкал К., использующих как один, так и комплекс показателей преобразованности органич. вещества, отличающихся по количеств. характеристикам показателей только в деталях. В частности, Н. Б. Вассоевич с соавторами предложил шкалу К. рассеянного органич. вещества (РОВ), к-рая сопоставляется с углемарочными шкалами (стадиями углефикации) Донбасса. Согласно этой шкале, стадия К. подразделяется на начальную (ПК), среднюю (МК) и завершающую (АК) подстадии (соответственно прото-, мезо- и апокатагенез). Те, в свою очередь, делятся на

градации (ПК₁–ПК₃, МК₁–МК₅, АК₁–АК₃). С ними сопоставляются определенные марки углей.

Границы между стадиями углефикации (градациями К.) определяются по ряду физич. и химич. параметров: влажности (для бурых углей), *теплоте сгорания* и особенностям флюоресценции споринита (для бурых и каменных углей низких стадий К.), выходу летучих, данным рентгеноструктурного анализа (для каменных углей и антрацитов), содержанию углерода, R⁰.

Гл. тенденцией физико-химич. изменений угольного органич. вещества в ряду углефикации от торфа до метаантрацита и графита является обуглероживание, сопровождающееся ростом содержания углерода почти до 100% с одновременным удалением др. элементов (водорода, кислорода, азота, серы, в т. ч. и части углерода в виде газообразных и жидких летучих соединений) и упорядочением молекулярной структуры угольного органич. вещества (от коллоидальной на низких стадиях углефикации до кристаллической в графите).

На глуб. 200–400 м в области темп-р 20–30 °С осуществляется постепенный переход торфа в бурый уголь. В качестве

граничных условий между диагенезом и протокатагенезом принимаются естественная влажность органич. вещества, равная 75%, содержание углерода 60%, а также полное исчезновение углеводов. При углефикации органич. вещества от мягких бурых углей до матовых и блестящих происходят значительные физические и химические изменения, выражающиеся в уменьшении пористости и влажности, разрушении гидрофильных функциональных групп (гидро-, карбо-, метаксильных и карбонильных) и удалении их из углей в виде углекислого газа, воды и метана.

В результате этого лигнин и остатки целлюлозы (составные части органич. вещества) полностью переходят в гумусовые вещества, гуминовые кислоты, конденсируясь, превращаются в нерастворимые в щелочах гумины; заканчивается образование витринита; содержание углерода в витрините увеличивается до 77%, кислорода – падает до 16%, воды – снижается до 8%. R⁰_{ср} возрастает до 0,5%. Эти изменения указывают на переход бурых углей в каменные (т. н. 1-й скачок углефикации).

В каменных углях низких и ср. стадий углефикации (Д, Г, Ж, К и ОС) под

Таблица. Температурные уровни окончания стадий катагенеза органического вещества

Стадии и подстадии литогенеза	Градации по Н. Б. Вассоевичу	Шкала углефикации	Показатель отражения витринита, R ⁰ , %	Геотемпературы, °С						
				Зап. Сибирь (А. Э. Конторович, П. А. Трушков и др., 1974)	Донбасс (М. Л. Левенштейн, М. В. Голицын, Н. В. Иванов, 1975)	Осадочные бассейны мира (Н. Б. Вассоевич, А. Л. Козлов, Н. В. Лопатин, 1979)	Нефтегазоносные бассейны СССР (В. И. Горшков, 1983)	Угольные бассейны СССР (Ю. Р. Мазор, 1984)	Охотско-Камчатский осадочный бассейн (Е. Е. Карнюшина, 1985)	Сев. р-ны Зап. Сибири (В. А. Скворобович, 1988)
Седиментогенез (С)	Вода									
Диагенез		Торф								
Протокатагенез (ПК)	ПК ₁₋₃	Бурые угли	0,25							
Мезокатагенез (МК)	МК ₁	Д	0,50	50	–	60–90	95	125	115	77
	МК ₂	ДГ и Г	0,65	90	70–90	–	125	140	145	106
	МК ₃	ГЖ и Ж	0,85	135	100–120	90–140	157	170	180	123
	МК ₄	ЖК и К	1,15	180	–	–	190	195	–	136
	МК ₅	КОС и ОС	1,50	–	–	–	212	225	–	148
Апокатагенез (АК)	АК ₁	Т	2,0	–	150–180	–	> 235	245	–	163
	АК ₂	ПА	2,50	–	170–200	140–200	–	265	–	–
	АК ₃	А ₁ А ₂ антрациты	3,40	–	> 200	–	–	285	–	–
Метагенез	АК ₄	А ₃	5,0	–	–	200–270	–	–	–	–
		А ₄ мета-антрациты А ₅ А ₆ графит	11,0	–	–	–	–	300–350	–	–

воздействием термокаталитич. процессов происходит дальнейшая перестройка молекулярной структуры угольного вещества с выделением побочных продуктов углефикации – газов и битумоидов. Содержание углерода в витрините возрастает к концу стадии углефикации ОС до 90%, выход летучих уменьшается до 14%, R^0 достигает 2%. На этом этапе продолжают дальнейшие ароматизация и конденсация гуминовых комплексов с отщеплением алифатич. и алициклич. групп. На стадии Ж отмечается 2-й скачок углефикации, связанный с резким уменьшением содержания кислорода, выделяющегося в виде углекислого газа и воды, водорода в составе метана. На этом этапе экзинит (споринит) почти неотличим от витринита по оптическим и химическим свойствам.

На этапе апокатагенеза в тощих углях, полуантрацитах и антрацитах продолжают прогрессивное увеличение содержания углерода (до 98%), падение выхода летучих (до 5% и менее), резкое увеличение R^0_{cr} (до 4% и более). Особенно сильные физико-химич. изменения претерпевает органич. вещество на стадиях антрацитов и метаантрацитов, когда происходит коренная перестройка молекулярной структуры угля, к-рая приближается к кристаллич. структуре графита, и углерод-водородные связи практически полностью заменяются углеродными. На этапе апокатагенеза выделяются еще два скачка углефикации – на границе между полуантрацитами и антрацитами и между антрацитами и метаантрацитами (табл.).

Гл. фактор К. органич. вещества – темп-ра, а минеральной матрицы пород – горн. давление. Воздействие геотемпературы на процесс К. происходит в течение многих млн. и десятков млн. лет. Взаимовлияние темп-ры и времени проявляется в том, что одна и та же стадия К. органич. вещества в природных условиях и в моделирующих их экспериментах может быть достигнута при больших темп-рах, но при меньшем времени их воздействия, и наоборот.

Переход от прото- к мезокатагенезу, фиксируемый по величине $R^0 = 0,5-0,6\%$, происходит в палеозойских породах при геотемпературах 50–60 °С, в мезозойских – при 70–90 °С и в кайнозойских – от 90 до 165 °С. При этом величины совр. темп-р меньше макс. палеотемператур (МПТ) примерно на 30–60 °С в палеозойских, на 10–40 °С в мезозойских и на 5–15 °С в кайнозойских породах. В табл. приведены темп-ры различных стадий К. органического вещества. Установлено, что универсальных МПТ, характеризующих переход от одной стадии К. к другой, не существует.

Катагенетич. преобразование органич. вещества (т. н. органич. метаморфизм) в реальных природных условиях нефтегазоносных и углегазоносных басс. происходит не мгновенно. Необходимо длительное время воздействия одинаковой темп-ры для достижения органич. веще-

ством пород стационарного состояния, в условиях к-рого дальнейшее пребывание органич. вещества при данной темп-ре не приводит к изменению его элементного состава и физико-химич. свойств, сопровождаемому выделением газообразных и жидких продуктов.

Лит.: Страхов Н. М., Основы теории литогенеза, т. 2, М., 1962; Диагенез и катагенез осадочных образований (пер. с англ.), М., 1971; Вассоевич Н. Б., Геохимия органического вещества и происхождение нефти, Избр. тр., т. 1, М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990. В. А. Скоробогатов.

КАТАНГСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*.

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА – способ электрохимической защиты, реализуемый при соединении металлич. сооружения (трубопровода, обсадной колонны скважины, резервуара и др.) к отрицательному полюсу источника постоянного тока, а положительного полюса источника – к *анодному заземлению* (рис. 1). При К. з. защищаемое сооружение приобретает более отрицательный электрохимич. потенциал. Источниками постоянного тока служат спец. выпрямители – *преобразователи* для К. з., питаемые от сети переменного тока, авт. источники, питаемые от термоэлектро- и мотор-генераторов. Используются также ветроэлектростанции, солнечные батареи, турбоальтернаторы и др. источники.

К. з. – наиболее распространенный способ электрохимич. защиты магистральных трубопроводов, при к-ром *коррозия* трубопровода в местах нарушения сплошности защитного покрытия управляется электродным потенциалом стали в данном грунте. При снижении потенциала скорость анодной реакции растворе-

ния металла уменьшается и снижается *скорость коррозии* до значений, приемлемых для практики.

При проектировании, стр-ве и эксплуатации систем К. з. регламентируются *защитные потенциалы* (миним. и макс.); сроки ввода в эксплуатацию, технич. обслуживание, перерывы в действии установок К. з.; величины защитных зон для норм. и усиленной изоляции трубопроводов, сроки службы средств защиты и др. показатели.

Установки К. з. (УКЗ) включают в себя преобразователи для К. з., источники электроснабжения, анодные заземления, линии постоянного тока подземной или воздушной прокладки. При необходимости в состав УКЗ включаются блоки совместной защиты, элементы *коррозионного мониторинга*, блоки дистанционного контроля и регулирования параметров защиты.

В качестве осн. источников тока для защиты трубопроводов используются сетевые преобразователи для К. з. с ручным либо автоматич. упр-нием по величине тока или защитного потенциала мощностью от 0,3 до 5 кВт. Среди автоматических наибольшее распространение получили тиристорные преобразователи с поддержанием заданного потенциала в точках дренажа УКЗ.

Для контроля защищенности газопроводов во времени преобразователи оснащаются счетчиками времени наработки, к-рые регистрируют фактич. время их работы под нагрузкой. На *коррозионно-опасных участках* магистральных трубопроводов в схемы К. з. могут вводиться элементы резервирования в цепях электроснабжения, преобразования и нагрузки. Для защиты от атм. перенапряжений в схемах К. з. устанавливают блоки грозо-

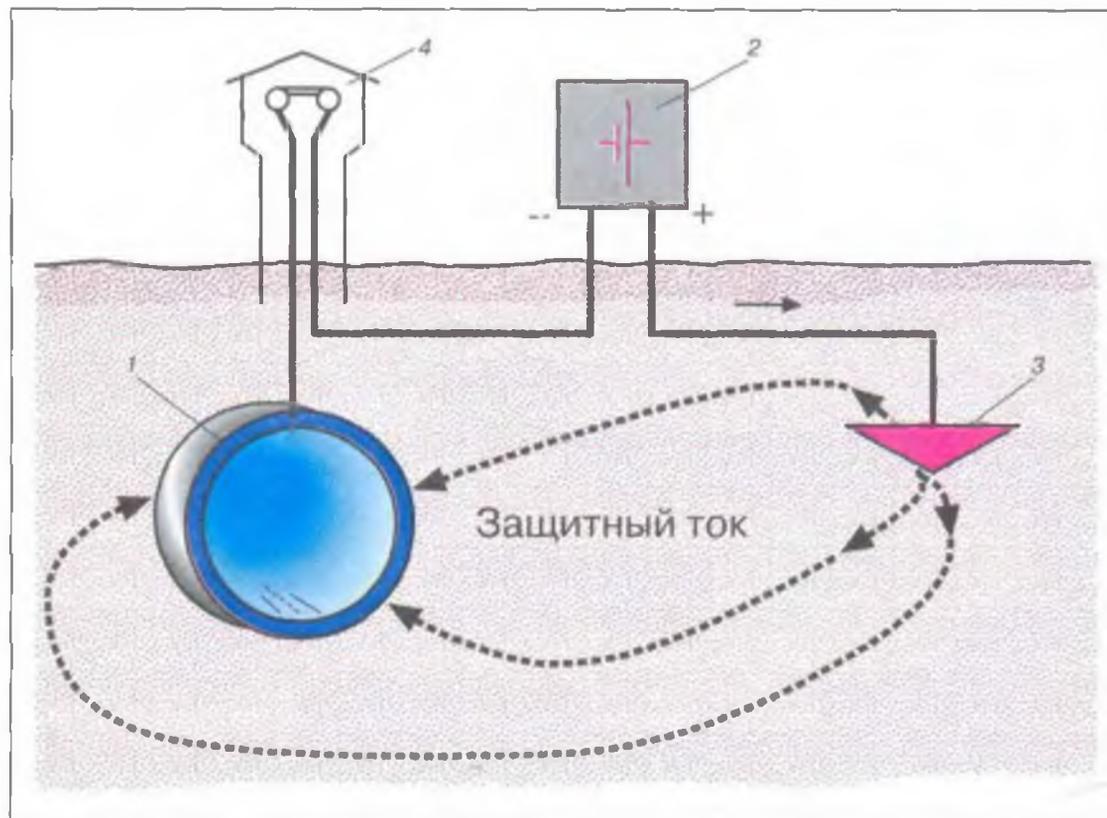


Рис. 1. Принцип катодной защиты: 1 – трубопровод; 2 – источник постоянного тока; 3 – малорастормимый анод; 4 – контрольно-измерительный пункт.

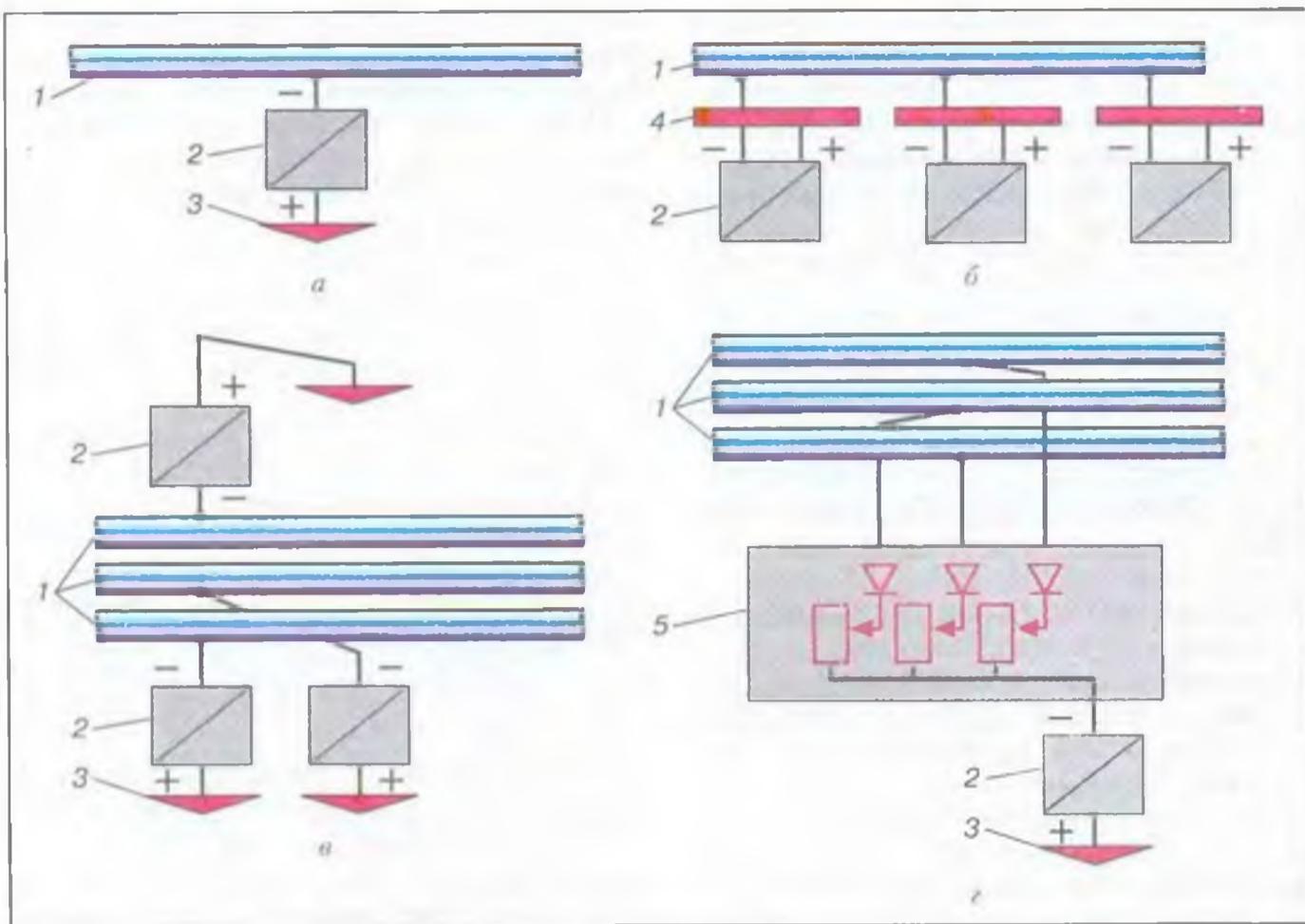


Рис. 2. Схемы катодной защиты: а и б – соответственно с сосредоточенным и распределенным анодным заземлением; в и г – соответственно раздельная и совместная защита многониточного трубопровода; 1 – трубопровод; 2 – преобразователь для катодной защиты; 3 – сосредоточенное анодное заземление; 4 – протяженно-распределенное анодное заземление; 5 – блок совместной защиты.

защиты по входу и выходу преобразователей, а для автоматич. преобразователей – дополнительно в цепях электродов сравнения.

Для защиты однониточных и многониточных газопроводов используются разл. преобразователи и схемы защиты (рис. 2). При защите нескольких сооружений от одного преобразователя используются блоки совместной защиты, имеющие неск. независимых каналов, образуемых последовательно включенными диодами и резисторами с диапазоном регулирования 0,005–0,25 Ом для подачи заданной величины защитного тока. При многониточной системе газопроводов блоки совместной защиты используют для установки поляризованных регулируемых переключателей между параллельными или пересекающимися подземными сооружениями, оборудованными средствами К.з., а также в качестве поляризованных электродренажей при небольших дренажных токах.

Для защиты от коррозии многониточных газопроводов, оборудованных вдольтрассовыми линиями электропередач напряжением 6–10 кВ, используются распределительные высоковольтные устройства К.з., состоящие из шкафа-ввода, блоков К.з., однофазного силового трансформатора 6(10)/0,23 кВ и разъединителя наружной установки с приводом. В блоке К.з. размещаются от 2 до 4 преобразователей К.з. и шкаф низковольтной аппаратуры.

В качестве анодного заземления в УКЗ используют стальные и чугунные электроды (отбракованные трубы, полосы, рельсы и т.д.), аноды из графита, железокремнистых сталей (ферросилида) и др. мате-

риалов. Наибольшему разрушению подвергаются стальные аноды [9,1 кг/(А·год)], поэтому они применяются с коксовым активатором. Вследствие электронной проводимости кокса б.ч. тока стекает с электрода в кокс, не вызывая анодного растворения заземлителя. Стойкость графитовых электродов в 10–15 раз выше, чем стальных. Железокремниевые анодные заземлители являются более стойкими. Скорость их анодного растворения не превышает 0,2–0,3 кг/(А·год) при номинальном рабочем токе до 10 А. Магнетитовые аноды обеспечивают наибольший срок службы анодных заземлений.

Наименее надежные элементы УКЗ – контактные узлы электродов анодного заземления и токоотводящий провод, который должен иметь 2-слойную изоляцию, стойкую в условиях выделения хлора; сопротивление оболочки провода не менее 100 МОм, напряжение на пробой не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции.

При выборе типа анодного заземления руководствуются электропроводностью грунта. При уд. электросопротивлении грунта до 100 Ом·м предусматривают поверхностное заземление; при мощности верх. слоя грунта до 5 м с сопротивлением более 100 Ом·м используют глубинные заземления свайного, а более 5 м – скважинного типа. При пересечении анодными заземлениями водоносных горизонтов не допускаются перетоки грунтовых вод, нарушающие экологию в системах водозабора пром. площадок.

При проектировании УКЗ на начальный период эксплуатации предусматри-

вают не менее чем 50%-ный запас напряжения и тока преобразователя и миним. нагрузку по мощности (не менее 25% от номинальной). На 10-й год для коррозионно-опасных участков предусматривают загрузку преобразователя не более 60% от его номин. мощности.

Лит.: Бекман В., Швенк В., Катодная защита от коррозии, М., 1984; Каталог средств катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений, М., 2000.

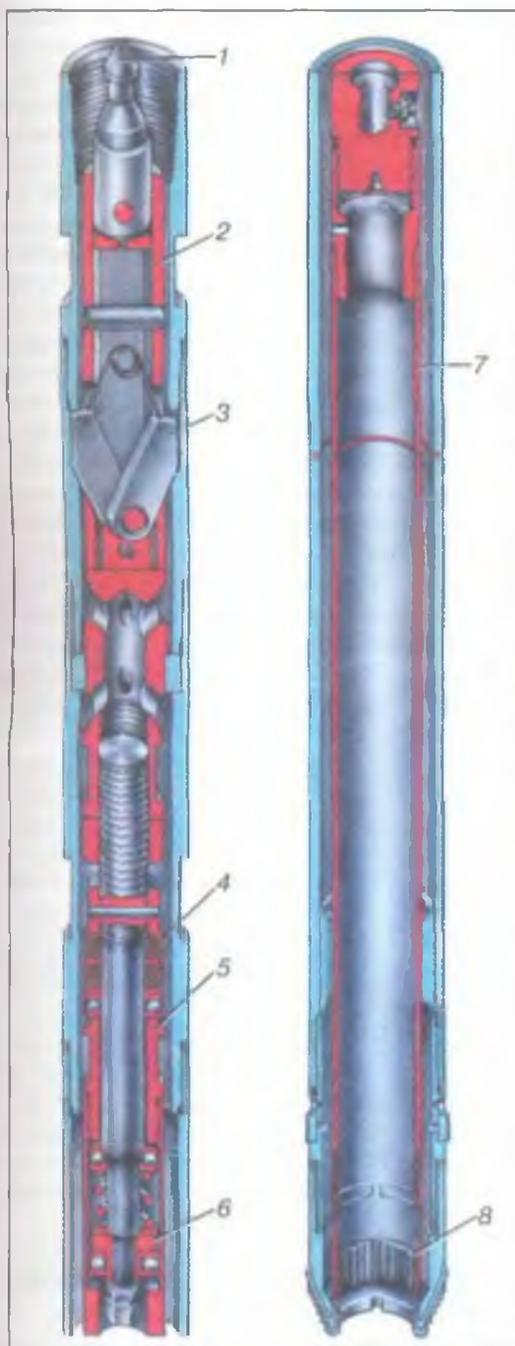
Н. А. Петров.

КЕРН (нем. Kern – ядро, сердцевина) – цилиндрич. столбик горн. породы, получаемый при колонковом бурении скважины с кольцевым забоем. К. – важный геологич. документ, используемый для изучения геологич. разреза скважины (литология, стратиграфич. возраст, условия залегания горн. пород), определения условий полезных ископаемых м-ний. *Петрофизические исследования К.* позволяют определять параметры нефтегазоносности (*фильтрационно-емкостные свойства* и др. характеристики). Показателем работы скважины является линейный выход К. – процентное отношение длины керна к длине пробуренного интервала пород. Для К. с нарушенной структурой пород определяют весовой (объемный) выход К. Лишь в редких случаях получают и поднимают 100% К. Выход К. менее 60% считается браком в работе скважины. Детальная привязка образцов К. по глубине проводится с использованием каротажа. При колонковом бурении нефтяных и газовых скважин диаметр К. 50–200 мм, длина – неск. м, а масса достигает нескольких сотен кг.

КЕРНОПРИЁМНИК – устройство для приема и извлечения *керн* на поверхность; размещается внутри керноотборного снаряда. К. состоит в осн. из головки, керноприемной трубы и кернорвателя (одного или нескольких). Головка К. снабжена регулятором длины, позволяющим располагать ниж. конец К. и кернорватель на миним. расстоянии относительно *породоразрушающего инструмента*. К. керноотборного снаряда типа «Недра» снабжен узлом авторегулировки, обеспечивающим его правильное расположение при сборке без контрольных замеров и извлечения К. При бурении керн заполняет керноприемную полость, длина к-рой составляет от 0,5–7 м до неск. десятков м (секционный К.). По окончании бурения снаряд поднимают над забоем, кернорватель отрывает керн, после чего извлекают весь керноприемный снаряд (стационарный К.) или только К. (съёмный К.). Съёмный К. (рис.) поднимают ловителем, спускаемым на канате в *бурильные трубы*. Фиксируется съёмный К. в снаряде механически (защелками) либо гидравлически (от перепада давления). Наиболее эффективны К., имеющие устройства для герметизации керна, позволяющие сохранять пластовые условия.

Совершенствование К. связано с увеличением надежности узлов подвески и кернорвателя.

Лит.: Руководство по эксплуатации комплекса технических средств для бурения снаря-



Керноприемный (колонковый) снаряд со съемным керноприемником: 1 – головка; 2 – узел блокирования и извлечения; 3 – защелки; 4 – манжета; 5 – сигнализатор заклинивания керна; 6 – узел подвески; 7 – керноприемная труба; 8 – кернорватель.

данн со съемными керноприемниками КССК 76, М., 1976.

К. И. Джафаров.

КИНЕТИКА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ – скорость и механизмы образования газовых гидратов.

Образование газовых гидратов возможно 3-мя способами: на поверхности раздела жидкая вода (лед) – газ; в объеме свободного газа, насыщенного парами воды; в объеме газонасыщенной жидкой воды.

В промышленных условиях техногенное гидратообразование происходит чаще всего на поверхности раздела фаз при наличии жидкой водной фазы (пластовой или конденсационной воды) и относительно редко в результате непосредств. кристаллизации из недостаточно осушенного природного газа на охлаждаемую поверхность (напр., на внутр. поверхность трубопроводов). В случае природ-

ных газовых гидратов возможна реализация всех трех способов их образования, для каждого из к-рых предложены детальные геологич. модели газогидратонакопления.

Экспериментальные данные показывают, что кинетика кристаллизации газовых гидратов в каждом из вышеуказанных случаев имеет свои характерные особенности. Кроме того, К. г. зависит от растворимости газа – гидратообразователя в воде, что, в свою очередь, зависит от полярности молекул газа. Для газовой промышленности прежде всего имеют значение гидраты малорастворимых в воде углеводородных газов, молекулы к-рых неполярны.

Механизмы нуклеации (зародышеобразования) газовых гидратов определяют ее кинетику. Наиболее типично формирование газовых гидратов углеводородных газов при прямом контакте газа с поверхностью жидкой воды или льда. Механизм образования гидратной пленки на поверхности такого контакта можно условно представить в след. виде. При повышении давления газа в системе «газ – жидкая вода» увеличивается кол-во внедрившихся в водную структуру молекул. Вокруг них начинают формироваться клатратоподобные ассоциаты молекул воды. Процесс этот динамичный и обратимый: в каждый момент времени в системе образуется и распадается определенное кол-во ассоциатов. Наиболее сильно этот процесс проявляется в приконтактном слое воды, т. е. там, где происходит внедрение газовых молекул в водную среду. При достижении определенного давления в приповерхностном слое воды значительное число водородных связей оказываются искаженными вследствие образования большого кол-ва клатратоподобных комплексов, достигающих размеров жизнеспособных зародышей. С этого момента начинается рост газовых гидратов. Характерный размер критич. зародыша гидрата, достаточный для начала роста кристалла, определенный методами лазерного светорассеяния, равен $(1-10) \cdot 10^{-6}$ м.

Поверхностно активные вещества (ПАВ) значительно влияют на кинетику нуклеации газовых гидратов. Влияние добавок ПАВ и водорастворимых полимеров активно изучается для определения индукционного периода (задержки начала кристаллизации) и особенностей морфологии образующихся гидратов. Присутствие добавок ПАВ (даже таких слабых, как низкомолекулярные алифатич. спирты) интенсифицирует механизм «пленочного» образования гидратов. Эти исследования проводятся в связи с перспективами разработки «кинетических ингибиторов гидратообразования».

Скорость роста гидратных образований – определяющий фактор К. г., к-рая различна для неполярных и полярных газов. В случае неполярных газов, наиболее значимом для газовой отрасли, осн. влияние на скорость гидратообразования оказывает абсорбция гидратооб-

разователя водой (т. е. процесс массопередачи), а во 2-м случае – отвод тепла от растущих гидратных образований (т. е. процесс теплопередачи).

Экспериментально установлено, что скорость гидратообразования в значительной мере зависит от разности темп-р между средой, в к-рой происходит процесс накопления гидратов, и равновесной темп-рой гидратообразования (ΔT), т. е. степени переохлаждения системы. С увеличением ΔT при прочих равных условиях скорость гидратообразования растет. Значительно влияет на скорость роста гидратных образований перемешивание среды, в к-рой происходит формирование гидратов, за счет чего постоянно поддерживается большая площадь контакта реагирующих веществ и производится интенсивный отвод тепла от образующихся гидратов.

На скорость роста гидратов влияют также растворимость гидратообразователя в воде (с ростом растворимости скорость возрастает), засоленность воды (добавление соли слегка снижает скорость), структура образующихся гидратов (по экспериментальным наблюдениям, при прочих равных условиях гидраты КС-I растут в 5 раз быстрее КС-II), добавки спиртов или ПАВ в воду (при концентрациях до 1–2% увеличивают скорость гидратонакопления, а при больших концентрациях – снижают), наличие электромагнитного воздействия (с помощью электромагнитных полей можно до нек-рой степени регулировать скорость образования гидратов).

Исследования показали, что скорость гидратообразования можно выразить в общем виде через соотношение:

$$r = \alpha(\Delta T)^\beta$$

где ΔT – разность между темп-рой в гидратообразующей системе и равновесной темп-рой гидратообразования; α и β – константы, значения к-рых зависят от площади контакта газ – вода и энергии, затрачиваемой на перемешивание компонентов.

Такой подход к описанию кинетич. данных был наиболее развит в работах канад. исследователей А. Вайснаускаса и П. Бишпу (1983, 1985), к-рые получили полуэмпирич. формулу для определения скорости гидратообразования:

$$r = A a_s \exp(-\Delta E/RT) \exp(-\alpha/\Delta T^\beta) p^\gamma,$$

где r – скорость поступления газа в камеру при гидратообразовании, $\text{см}^3/\text{мин}$; A – предэкспоненциальная константа, $\text{см}^3/(\text{см}^2 \cdot \text{мин} \cdot \text{атм})$; a_s – пл. поверхности контакта газ – вода, см^2 ; ΔE – энергия активации образования газового гидрата, кДж/моль ; R – газовая постоянная, $\text{кДж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$; p – давление в системе, атм ; T – темп-ра в системе, К ; γ – общий порядок реакции по отношению к давлению в системе.

Т. о., в случае неполярных газов при контакте с чистой жидкой водой К. г. определяют след. факторы: массо- и теплоперенос; растворимость гидратообра-

зователя в воде; диффузия газа сквозь гидратную пленку (при гидратообразовании в статич. условиях).

Кинетику образования газовых гидратов из льда определяют: степень развитости поверхности контакта лед – газ (эта величина определяется размером ледяных частиц, участвующих в реакции, причем с уменьшением размера частиц скорость гидратообразования возрастает); степень переохлаждения (ΔT); близость темп-ры в системе к 0°C (чем ближе к нулю темп-ра ледяных частиц, тем толще слой квазижидкой пленки воды на их поверхности и тем легче происходит процесс внедрения газовых молекул в приповерхностные слои льда); скорость диффузии молекул газа сквозь пленку образовавшегося гидрата.

Известно, что гидрат метана образуется достаточно быстро из ледяной пыли с размером частиц не более $0,2\text{ мкм}$. Увеличение диаметра частиц свыше этого значения сильно снижает скорость формирования гидратов.

Кинетика разложения газовых гидратов имеет свои особенности. В области темп-р св. 273 К плавление кристаллов газовых гидратов начинается (так же, как и у льда) с образования в приповерхностных слоях т.н. фигурок Тиндаля – первых расплавленных монокристалликов, заключенных в еще твердую основу. Как показывают эксперименты, фигурки Тиндаля у газовых гидратов имеют октаэдрич. форму (у льда – гексагональная форма).

Процесс диссоциации гидратных образований в этом случае можно до нек-рой степени рассматривать по аналогии с процессом зародышеобразования пузырьков в жидкостях при закипании. В соответствии с этой аналогией на основе экспериментов с гидратом пропана получена зависимость для определения скорости разложения гидратов:

$$r = 6,46 \cdot 10^{-4} (\Delta T)^{2,05} A,$$

где r – скорость диссоциации, моль/ч; A – общая пл. поверхности диссоциирующего гидрата, см^2 .

Разложение гидратных образований имеет поверхностный характер, и десорбция молекул-гостей при этом также происходит с поверхности. Скорость разложения во многом зависит также от давления, при к-ром протекает процесс (с повышением давления даже при одинаковой ΔT скорость уменьшается).

В природных условиях представляет интерес разложение газовых гидратов вокруг скважин, пробуренных в зоне их распространения. Этот процесс в большинстве случаев контролируется теплопереносом (при тепловом воздействии со скважины).

Большой интерес представляют особенности разложения природных газовых гидратов в области темп-р ниже 273 К . Здесь имеет место кинетич. эффект их самоконсервации. Речь идет о процессе диссоциации газовых гидратов при давлении, значительно ниже давле-

ния 3-фазного равновесия системы «газ – лед – гидраты» (напр., при атм. давлении или близком к нему). На начальной стадии процесса вследствие поверхностного характера разложения гидратных частиц молекулы неполярных газов улетучиваются из приповерхностных слоев, но вода остается. Вследствие темп-ры окружающей среды ниже 273 К , а также самоохлаждения гидрата при диссоциации поверхностный слой воды превращается в лед, к-рый плотной непроницаемой для газа оболочкой («шубой») окутывает тело гидрата, и последующее разложение газовых гидратов резко замедляется. При отсутствии сублимации льда с поверхности гидрата дальнейшее разложение может практически полностью прекратиться. Более того, между слоем льда и газогидратами может образоваться зона обратной перекристаллизации льда в гидрат, процессы в к-рой определяются диффузией газа через гидрат и лед. Это обусловлено тем, что химич. потенциал воды во льду оказывается выше химич. потенциала воды в газовом гидрате (при атм. давлении). Т.е. на фазовой границе «лед – гидрат» (если по кинетич. соображениям не реализуется либо резко заторможен процесс образования свободной газовой фазы) имеется движущая сила для рекристаллизации льда в гидрат и образования промежуточного слоя газового гидрата с меньшими степенями заполнения газогидратных полостей. Следовательно, гидраты природных газов могут в нек-рых случаях сохраняться в метастабильном термодинамич. состоянии (при наличии термодинамически стабильной защитной оболочки льда и отсутствии условий для сублимации этого льда) в области отрицательных по Цельсию темп-р и давлениях, значительно ниже давления 3-фазного равновесия системы «газ – лед – гидрат».

Помимо эффекта самоконсервации газовых гидратов при темп-рах ниже 273 К , возможны т.н. эффекты принудительной консервации газовых гидратов: сохранение гидрата метана в метастабильном (и внутренне равновесном) состоянии при темп-рах св. 273 К и низких давлениях (ниже давления 3-фазного равновесия системы «газ – вода – гидрат»). Для реализации этого эффекта специально формируется защитная оболочка из другого, термодинамически более стабильного газового гидрата. Если поместить гидрат метана в атмосферу этана или диоксида углерода (с добавками пропана и изобутана) при темп-рах $273\text{–}283\text{ К}$ и давлении ниже $2,6\text{ МПа}$ (т.е. заведомо ниже давления 3-фазного равновесия системы «метан – вода – гидрат», но при давлении, обеспечивающем образование смешанных гидратов этана и пропана), то процесс поверхностного разложения гидрата метана прекращается из-за образования оболочки термодинамически стабильного гидрата. Тем самым гидрат метана «принудительно» консервируется при положительных по Цельсию темп-рах и низких давлениях.

Эффекты самоконсервации и принудительной консервации газовых гидратов в метастабильном термодинамич. состоянии можно трактовать так же, как и существенно перегретые состояния кристаллогидратов, покрытых защитными термодинамически стабильными оболочками (к-рые образуются самопроизвольно или специально нек-рым образом). Аналогичное явление перегрева кристалла, покрытого защитной оболочкой, обнаружено в 1996 амер. специалистами для гексагонального льда, покрытого стабильной оболочкой газовых гидратов метана. Лед в камере под соответствующим давлением газа – гидратообразователя может быть перегрет до $+15^\circ\text{C}$ на длительное время (на неск. часов). Ранее эффект незначительного перегрева гексагонального льда, но без к.-л. защитной оболочки фиксировался лишь на очень короткое время (доли секунды и доли градуса Цельсия). Эффект перегрева льда (выше темп-ры обычного «двухфазного плавления») за счет покрытия его защитной оболочкой газового гидрата можно рассматривать как эффект, обратный эффекту самоконсервации газовых гидратов: в первом случае метастабильный лед покрыт термодинамически стабильной оболочкой газовых гидратов, а во втором – метастабильный гидрат покрыт защитной оболочкой термодинамически стабильного льда.

Лит.: Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М., 1992; Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты, СПб., 1994; Истомин В.А., Перегрев газовых гидратов и льдов, в сб.: Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России. М., 1998.

В.А. Истомин, В.С. Якушев.

КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН, см. в ст. *Интенсификация притока*.

КИСЛЫЕ ГАЗЫ – природные газы земной коры, содержащие повышенные концентрации углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S) и др. компонентов, являющихся кислотами или ангидридами кислот. Сравнительно высокие содержания кислых компонентов отмечены в газах магматич. происхождения (фумаролы, термальные источники). В газах углеводородных скоплений осадочной толщи кислые компоненты менее распространены. Фоновая упругость К. г. в газовых залежах невелика: $0,3\text{–}2,5\text{ кг/см}^2$ (на больших глуб. – 10 кг/см^2).

В свободных газах и нефтяных газах (попутных) концентрации CO_2 в отг. случаях достигают $80\text{–}100\%$. Однако число таких скоплений составляет всего $0,2\%$ от общего числа известных залежей. Принято считать повышенным содержание CO_2 в углеводородных залежах св. 5% .

Концентрации H_2S в составе углеводородных систем подавляющего числа природных скоплений от следов до 1% . Вместе с тем известны примеры аномальных концентраций H_2S в свободных и попутных газах (от 10 до 95%): в подсолевом комплексе палеозойских пород Прикаспийской впадин. содержание H_2S до 25%

(Оренбургское месторождение, Астраханское месторождение).

В. П. Ильченко.

КЛАУСА ПРОЦЕСС – получение серы из сероводорода. Запатентован в 1883 в Великобритании химиком К. Клаусом.

В России применяется с 1974 при переработке сероводородсодержащих газов на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Всего к нач. 2000 на Оренбургском ГПЗ и Астраханском газоперерабатывающем заводе построено 16 установок суточной производительностью одной установки 960 и 1900 т серы соответственно для каждого завода.

К.п. состоит из двух стадий. На 1-й стадии происходит гомогенное окисление 1/3 части сероводорода до диоксида серы:



На 2-й стадии осуществляется взаимодействие оставшихся 2/3 частей сероводорода с диоксидом серы:



где n – число атомов в молекуле серы.

Реакция Клауса как основа К. п. является суммой реакций (1) и (2):



Максимально возможный выход серы в К. п. зависит от темп-ры и ограничен термодинамич. равновесием 2-й реакции (рис. 1). Для этой реакции характерно наличие трех температурных зон, отличающихся по выходу серы: зона В (850–1300 °С) – высокотемпературная область – конверсия сероводорода в серу (в осн. в виде S₂) достигает 70–75% (реакция эндотермич., с повышением темп-ры выход серы увеличивается); зона Б

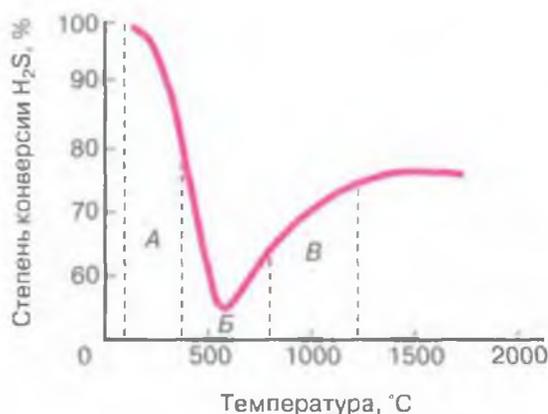


Рис. 1. Равновесный выход серы: состав исходного газа – 1 моль H₂S; 0,5 моль O₂; 1,88 моль N₂; давление 1 атм.

(400–850 °С) – переходная область – снижение выхода серы обусловлено изменением ее состава (S₂ ассоциирует в более высокомолекулярные виды S₄, S₆ и S₈, реакция становится экзотермической, это-

му переходу соответствует минимум на кривой); зона А (130–400 °С) – низкотемпературная область – реакция экзотермич., выход серы с уменьшением темп-ры повышается, но скорость реакции слишком мала, для ее практич. использования необходимо применение эффективных катализаторов. Пром. установки К. п. работают в зонах А и В.

Технологич. оформление К. п. (рис. 2) включает в себя реакционную печь (там протекает 1-я стадия процесса), соединенную с котлом-утилизатором (в его межтрубном пространстве протекает гомогенно 2-я стадия) и два или три последовательных реактора с катализатором. После котла-утилизатора и каждого реактора технологич. газ охлаждают до темп-ры конденсации паров серы, отделяют образовавшуюся серу, затем газ подогревают до темп-ры, позволяющей избежать конденсации серы на катализаторе, и направляют в след. реактор.

Таблица. Модификации процесса Клауса в зависимости от содержания в исходном газе H₂S

Содержание H ₂ S в газе, % об.	Модификация процесса	Окислитель
45–100	прямоточная	воздух
20–50	разветвленный поток (1/3 – 2/3)	воздух
10–30	прямоточная	воздух, обогащенный O ₂ , или чистый O ₂
5–15	разветвленный поток (1/3 – 2/3)	чистый O ₂ или подогретые воздух и кислый газ
5–10	окисление части серы до SO ₂	воздух
< 5	одностадийное окисление H ₂ S	воздух

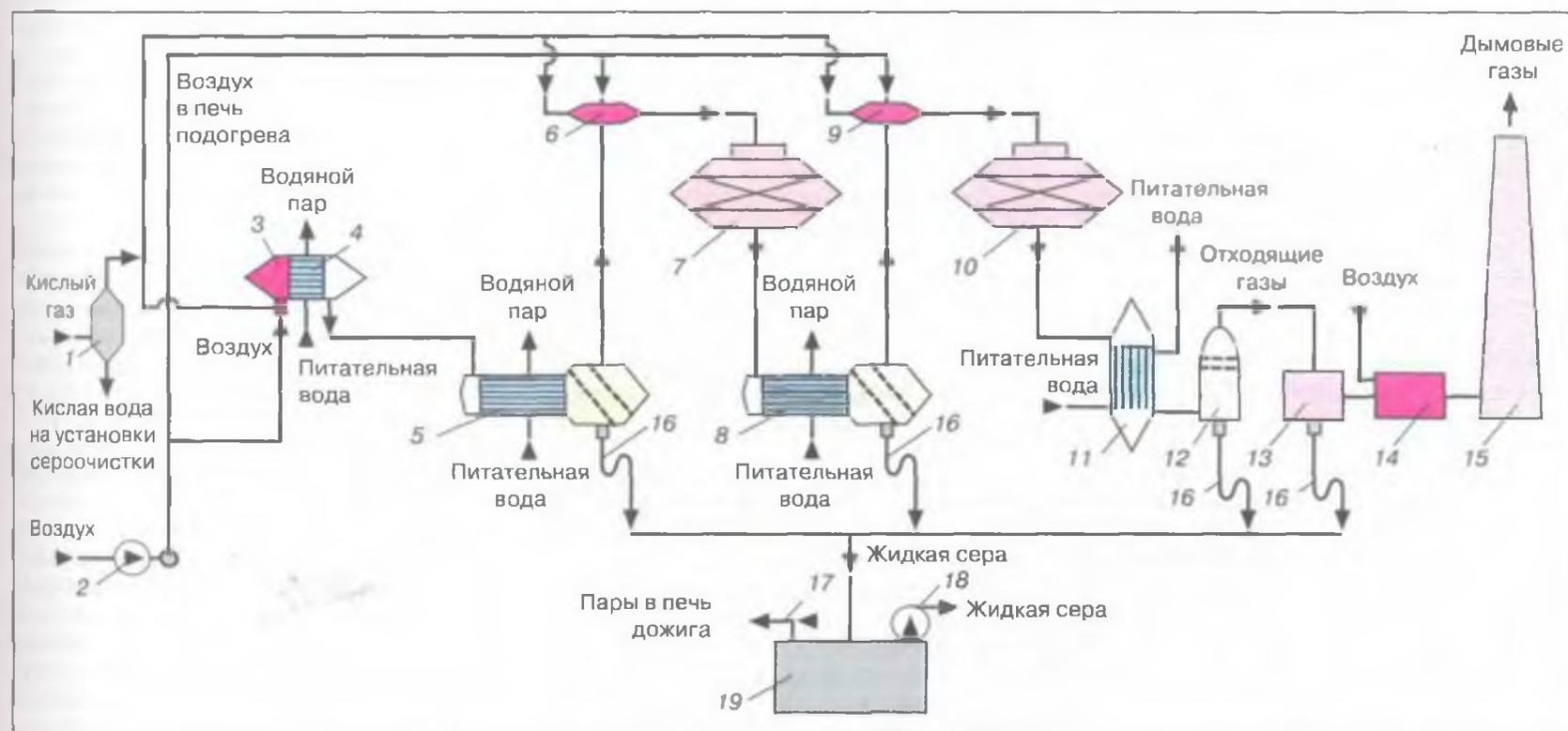


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема получения серы из кислых газов (H₂S + CO₂) на прямоточной установке Клауса: 1 – сепаратор кислого газа; 2 – воздухоподувка; 3 – реакционная печь; 4 – котел-утилизатор высокого или среднего давления; 5 и 8 – конденсатор-коагулятор соответственно 1-й и 2-й ступени; 6, 9 – печь подогрева технологического газа; 7, 10 – реактор с катализатором; 11 – конденсатор-экономайзер; 12 – коагулятор; 13 – установка доочистки отходящих газов; 14 – печь дожигания; 15 – дымовая труба; 16 – гидрозатворы; 17 – паровой или воздушный эжектор отсоса паров и H₂S из емкости жидкой серы; 18 – насос откачки жидкой серы; 19 – резервуар жидкой серы.

В зависимости от содержания H_2S в исходном газе применяют разл. модификации К. п. (табл. см. на стр. 189), выбор к-рой определяется возможностью поддержания в реакционной печи темп-ры св. $930^\circ C$, т. к. при более низкой темп-ре пламя становится нестабильным.

При прямооточной модификации К. п. весь поток сероводородсодержащего газа подают в реакционную печь вместе со стехиометрическим по 3-й реакции кол-вом окислителя.

При модификации К. п. – т. н. разветвленного потока ($1/3 - 2/3$) – в реакционную печь подают только $1/3$ часть общего потока сероводородсодержащего газа вместе со стехиометрическим по 1-й реакции кол-вом окислителя, а $2/3$ части направляют непосредственно в 1-й каталитич. реактор.

При содержании H_2S от 5 до 10% в реакционной печи окисляют часть серы до SO_2 , а весь поток сероводородсодержащего газа направляют в 1-й каталитич. реактор. При содержании H_2S менее 5% используют схему без реакционной печи, а окисление H_2S осуществляют в каталитич. реакторах по 3-й реакции с применением спец. катализаторов.

На Астраханском и Оренбургском газоперерабатывающих з-дах реализована прямооточная модификация К. п.

Лит.: Грунвальд В. Р., Технология газовой серы, М., 1992; Технология переработки сернистого природного газа (под ред. А. И. Афанасьева), М., 1993.

О. Е. Филатова.

КОВЫКТИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – уникальное по запасам газа, расположено в Иркутской обл., в 350 км к С.-В. от г. Иркутск. Входит в *Лено-Тунгусскую нефтегазонаосную провинцию*. Открыто в 1987.

М-ние приурочено к моноклинальному склону юго-вост. борта Ангаро-Ленской ступени *Сибирской платформы*. Характеризуется сложным строением, обусловленным выклиниванием продуктивных горизонтов, наличием в разрезе карбонатно-солевых отложений зон поглощения бурового раствора, *аномально низким пластовым давлением*.

Пром. газонаосность связана с ниж. продуктивным пластом песчаников царфеновского горизонта нижнемоготской под-свиты ниж. кембрия (пласт P_2). Газоконденсатная залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры в наиболее протяженных участках м-ния с Ю.-З. на С.-В. и с Ю.-В. на С.-З. соответственно 136 и 116 км. Общая толщина пласта P_2 от 21 до 63 м. Ср. эффективная газонаосная толщина залежи 17,2 м. Глубина залегающая 2838–3388 м, пластовое давление 25,7 МПа, пластовая темп-ра $53^\circ C$. ГВК на абс. отметке – 2301,5 м.

Пористость в эффективной части пласта 11–15%. Пластовый газ бессернистый. Состав газа (в %): метан 91,54; этан 4,89; пропан 1,07; изобутан 0,23; норм. бутан 0,34; углекислый газ 0,14; азот 1,53; гелий 0,26. Потенциальное содержание конденсата в газе 67 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа по категории А + В + C_1 оценены в 1282,4 млрд. м³, по категории C_2 – 619,3 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

КОЛЛЕКТОР (от ср.-век. лат. collector – собиратель) нефти и газа – горн. порода, содержащая пустоты с такими *фильтрационно-емкостными свойствами* (ФЕС), к-рые обуславливают ее способность вмещать флюиды и обеспечивают их подвижность. Помимо ФЕС, к наиболее важным промысловым характеристикам К. можно отнести их толщину, выдержанность по площади и степень изменчивости по разрезу и по площади. Эти свойства являются следствием условий осадконакопления и последующих геологич. преобразований отложений, содержащих пласты-коллекторы.

Критериями принадлежности пород к К. служат величины *проницаемости* и *емкости*, обусловленные развитием *пористости*, трещиноватости, *кавернозности*. Величина полезной для нефти и газа емкости зависит от содержания остаточной водонефтенасыщенности. Ниж. пределы проницаемости и полезной емкости определяют пром. оценку пластов, она зависит от состава флюида и типа К.

Осн. классификационными признаками К. являются: литологич. и гранулометрич. состав; тип цемента и характер его распределения; *структура порового пространства* и структура скелета породы; емкостный и фильтрационный признаки. Эти параметры обуславливают геометрию порового пространства, определяют величины эффективной пористости, проницаемости, принадлежность к разл. типам К.

По литологич. признаку различают К. терригенные (песчано-алевритовые), карбонатные (известняки и доломиты), вулканогенные, вулканогенно-осадочные и метаморфические. Осн. запасы углеводородов приурочены к терригенным и карбонатным К. В зависимости от литологии в классификации К. делается упор на те или иные признаки. Так, в терригенных породах пористость и проницаемость в значительной степени зависят от цемента и характера его распределения, *глинистости* и типа глинистых минералов, гранулометрич. состава, в карбонатных породах осн. признаками, влияющими на ФЕС коллекторов, являются структура скелета породы и порового пространства.

Долевое участие пор, каверн и трещин в фильтрации и емкости определяет тип К.: поровый, трещинный или смешанный.

Для порового (гранулярного) К. характерны межзерновые пористость и проницаемость. Поры диам. менее 1 мкм создают однородную пористую среду, в к-рой осуществляется фильтрация. Величина пор зависит от величины и формы обломочных зерен, плотности укладки и цементированности обломочных зерен. Поровый тип К. характерен преим. для обломочных песчано-алевритовых пород и нек-рых типов карбонатных песчани-

ков. Дебиты скважин в контуре залежи, сложенной такими К., равномерные. К этому типу К. приурочен осн. объем мировых запасов углеводородов. Каверновый тип К. (разновидность порового) характеризуется пустотами неправильной или изометричной формы диам. более 1 мм, создающими неоднородную пористую систему. Наиболее часто порово-каверновые К. встречаются в карбонатных и эффузивных породах. Дебиты скважин в контуре залежи неравномерные.

В К. трещинного типа преобладает трещинная емкость над поровой. Такие К. развиты в карбонатных, терригенных, вулканогенно-осадочных, а также в породах кристаллич. фундамента платформ. Дебиты скважин в пределах залежи неравномерны.

Смешанная группа включает трещинно-поровые и порово-трещинные типы К. Емкостное пространство представляет систему пор, каверн и трещин. Трещинная проницаемость преобладает над поровой. Смешанные типы К. распространены преим. в карбонатных и реже встречаются в глинистых породах. Дебиты скважин в контуре залежи неравномерные.

Классификации терригенных К. строятся на основе корреляционных связей проницаемости с параметрами пустотного пространства. Наиболее полная классификация терригенных К. предложена А. А. Ханиным, учитывающая гранулометрич. и поровый составы, содержание *связанной воды*, эффективные пористость и проницаемость.

Оценочно-геологич. классификации карбонатных К. основаны на корреляционных зависимостях емкости, проницаемости и остаточной водонаосности.

Классификация И. В. Хворовой по гранулометрич. составу подразделяет карбонатные породы на 7 групп: от крупнокристаллических с размером зерен более 1 мм до тонкозернистых (пелитоморфных, кристолитических) с размером зерен менее 0,005 мм.

Г. И. Теодорович по структуре порового пространства выделяет 6 типов карбонатных пород, в к-рых: изолированные поры сообщаются между собой посредством тонких проводящих каналов диам. 0,01–0,005 мм; сообщающиеся каналы порового пространства сами по себе образуют соответствующие поры в более широких местах; изолированные поры сообщаются между собой посредством тонкопористых широких каналов, иногда проводящие каналы могут включать более крупные поры, обуславливающие резкое увеличение проницаемости (поровое пространство этого типа обычно встречается в доломитах); поры заключены между зернами основной массы доломитов или их цемента и повторяют очертания значительной части этих зерен («межзерновая пористость»); поровое пространство образовано трещинами; смешанная или сложная структура порового пространства.

Г. Арчи основывает классификацию карбонатных пород по: структуре скелета породы – плотные, мелоподобные, зернистые; структуре порового пространства – класс А (поры размером менее 0,01 мм), класс В (0,01–0,1 мм), класс С (видимые поры размером более 0,1 мм; не должны превышать по размеру частицы шлама), класс D (поры по размеру больше кусочков шлама; хорошо видны поры, возникшие в результате вторичной перекристаллизации породы, трещины и каналы циркуляции пластовых вод).

А. С. Пестриков выделяет след. типы карбонатных К.: межгранулярный – тонкопоровый (мелоподобные известняки) и крупнопоровый; трещинный – слабо- и сильнотрещинный; кавернозный – мелко- и крупнокавернозный; смешанный – порово-трещинный.

Предпринятые попытки создания общих классификаций для терригенных и карбонатных пород не увенчались успехом, т. к. отсутствует универсальная функциональная зависимость между пористостью и проницаемостью.

Выявление К. проводится комплексом геофизических исследований скважин и анализом лабораторных данных с учетом всей геологич. информации по м-нию. При изучении карбонатных К., кроме литологич. и промыслово-геофизич. методов, используют фотокаротаж, ультразвуковой метод, капиллярного насыщения пород люминофорами и др. методы.

А. В. Дахнов.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА горных пород – способность горн. пород пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды и аккумулировать их в пустотном пространстве. Осн. параметры: *проницаемость, емкость, флюидонасыщенность*.

Проницаемость горн. пород – наиболее важный параметр коллектора, определяющий потенциальную возможность извлечения из породы нефти и газа. Породы, способные при *гидростатических давлениях* пропускать жидкие и газообразные флюиды через сообщающиеся пустоты, наз. проницаемыми. Скорость и направление течения флюида связаны с особенностями геометрии порового пространства коллектора, с интенсивностью, ориентировкой, сообщаемостью трещин, а также физико-химич. свойствами флюида. Проницаемость существенно зависит от размеров, извилистости поровых каналов и трещиноватости пород. Проницаемость пористой среды для многофазных систем ниже, чем для однофазных. Процесс движения жидкостей или газов в трещинно-пористых средах подчиняется *закону Дарси*, где проницаемость горн. пород выражается через коэф. пропорциональности K (m^2 или D).

Общая емкость горн. пород характеризуется суммарным объемом пор, каверн, трещин. Величина *пористости* оценивается отношением объема пор к объему породы и выражается в процентах или в долях единицы.

Трещиноватость горн. пород значительно повышает их фильтрационные свойства. Емкость трещин 0,1–0,5%. В карбонатных породах за счет растворения и выщелачивания она существенно увеличивается до 1,5–2,5%.

Кавернозность – вторичная пустотность, образовавшаяся в растворимых карбонатных породах; унаследованная – развивается в пористо-проницаемых разностях с благоприятной структурой пор, вновь образованная – в первичноплотных породах.

Остаточная водонефтенасыщенность характеризует неизвлекаемую часть флюидов. Остаточные флюиды занимают в породе микропоры и снижают величину полезной емкости коллектора.

Кол-во и характер распределения остаточной (связанной, погребенной) воды зависит от сложности строения пористой среды, величины уд. поверхности, а также от поверхностных свойств породы (гидрофильности и гидрофобности). Кол-во остаточной воды в породах разл. литологич. состава изменяется от 5 до 70–100%. В песчано-алевритовых породах содержание остаточной воды увеличивается при наличии большей глинистости. Заполнение и вытеснение флюидов в пластах зависит от особенностей строения емкостного пространства горн. пород (т. к. размер, форма, сообщаемость разл. видов пустот определяют режим фильтрации жидкостей и газов), от степени проявления капиллярных сил, от характера распределения остаточных флюидов. Поровые каналы характеризуются преобладанием капиллярных сил над гравитационными, каверны – преобладающим воздействием гравитационных сил, в трещинах одновременно проявляется действие капиллярных и гравитационных сил. Проявление тех или др. сил обуславливает величины эффективной пористости, проницаемости и сохранение части остаточной воды в коллекторах. К. с. горн. пород – составная часть *фильтрационно-емкостных свойств* коллекторов, являющихся количественной характеристикой последних.

А. В. Дахнов.

КОЛОННАЯ ГОЛОВКА, см. в ст. *Устьевое оборудование*.

КОЛОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – массообменная аппаратура, к-рая использует-

ся для проведения процессов разделения многокомпонентных систем.

Оси. типы колонных массообменных аппаратов (ректификационные колонны, абсорберы, адсорберы, десорберы, стабилизаторы, экстракторы и т. д.) используются в процессах *осушки* газа, *очистки* газа от сероводорода, получения *газомоторных топлив* и т. д.

Колонный массообменный аппарат – вертикальный (горизонтальный) цилиндрич. цельный или сварной сосуд с штуцерами для ввода сырья и вывода продуктов разделения. При значительной высоте колонных аппаратов, когда толщина стенки корпуса определяется весовыми и ветровыми нагрузками, корпус колонн выполняется ступенчато, с уменьшением толщины стенки обечаяк по высоте аппарата в направлении снизу вверх. В случаях, когда нагрузки по газу и жидкости значительно изменяются по высоте колонны (абсорбционно-отпарная колонна, *десорбер* и т. д.), ее целесообразно выполнять из частей разного диаметра. Используются также сложные колонны, имеющие больше одного сырьевого и больше двух продуктовых потоков, промежуточные теплоподводы и съемы тепла, а также многофункциональные, комбинированные или совмещенные аппараты типа абсорбер–десорбер, абсорбер–сепаратор и т. д.

По давлению колонные аппараты подразделяются на вакуумные, атмосферные и работающие под давлением. В зависимости от внутреннего устройства различают аппараты тарельчатые, насадочные и роторные (с вращающимися деталями). В газовой пром-сти наибольшее распространение получили тарельчатые и насадочные колонны.

Тарельчатые колонны. По конструктивным признакам могут быть разделены на аппараты с переливными, провальными, комбинированными и вибрирующими тарелками.

Переливные тарелки состоят из основания (полотна), перфорированного отверстиями разл. формы или с размещенными в них контактными элементами (колпачки, клапаны и т. д.) и переливного устройства (рис. 1). Принцип действия данной тарелки: газ, поднимающийся снизу, проходит через отверстия (контактные элементы), взаимодействует с жидкостью, расположенной на

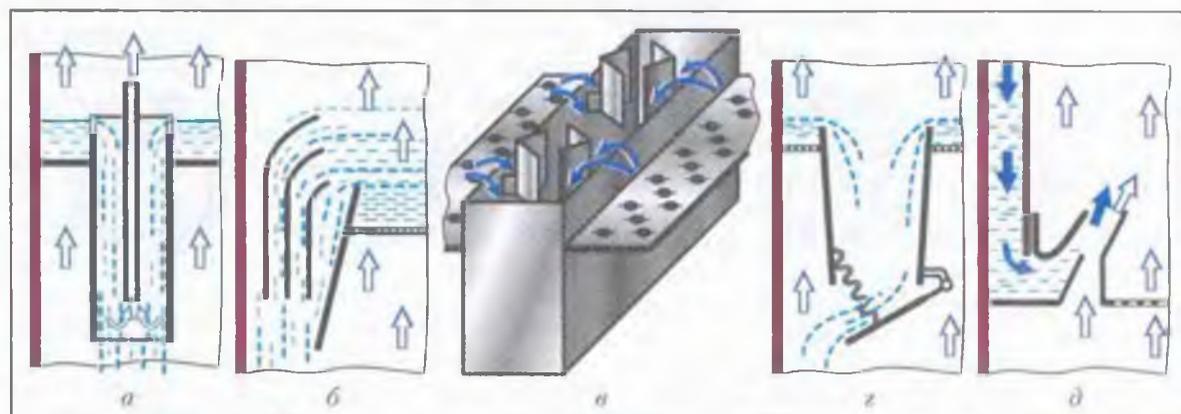


Рис. 1. Переливные устройства: а – с дегазацией жидкости; б – с инерционной и центробежной сепарацией; в – с деаэрацией жидкости; г – с клапанным гидрозатвором; д – с инжектором.

основании, и поднимается на вышележащую тарелку, а газожидкостный слой сливается на нижележащую ступень через переливное устройство.

Переливные устройства различаются по способу сепарации 2-фазного потока, по конструкции и способу ввода жидкости на тарелку из перелива, по способу создания гидрозатвора, по форме переточного канала и по способу ввода жидкости в сливное устройство.

Переливные устройства, в к-рых использованы разл. способы сепарации, применяют в процессах для разделения сильнопелляющихся смесей. При гравитационном способе сепарации в переливном устройстве или на тарелке образуются отстойные зоны, в к-рых на нижележащую ступень попадает только чистая жидкость. В том случае, когда часть или все входное сечение переливного устройства перекрывается ниспадающей струей жидкости и выход отсепариров. паров затруднен, переливное устройство оборудуется дегазационными трубками (рис. 1, а). В случае недостаточности гравитационной сепарации используют ее сочетание с инерционной или центробежной (рис. 1, б). С целью увеличения нагрузок по жидкости переливные устройства могут быть снабжены разл. типами деаэрирующих устройств. Наиболее простые по конструкции деаэраторы могут быть выполнены в виде вертикальных пластин, решеток, разл. типа перегородок, лепестков (рис. 1, в) и т. д.

В отечеств. практике наибольшее распространение получили переливные устройства со статич. гидрозатвором. Жидкая фаза по переточку стекает с рабочего полотна тарелки в приемный карман, ограниченный с одной стороны приемной перегородкой, а с другой — стенкой колонны или переливного устройства. Гидрозатвор создается за счет разницы высот приемной и переливной перегородок (20–50 мм).

При больших жидкостных нагрузках для уменьшения уровня жидкости на тарелке и сопротивления переточку используют конструкции переливных устройств с динамич. затвором. Такие сливные устройства не имеют приемной планки, а гидрозатвор обеспечивается уровнем жидкости в ниж. части сливного устройства.

Для стабилизации работы сливного устройства разработаны переливы с клапанным гидрозатвором (рис. 1, з), обеспечивающие изменение поперечного сечения выходного отверстия перелива при изменении нагрузки по жидкости. Увеличение пропускной способности сливного устройства может быть осуществлено за счет энергии газового потока, напр., тарелки с инжекторами на выходе из слива (рис. 1, д). Переливное устройство на выходе жидкости образует с каналами для прохода газа инжектор, создающий разрежение при прохождении через него газа и обеспечивающий равномерный транспорт жидкости на полотно тарелки.

В газовой пром-сти из переливных тарелок применяются в осн. клапанные, ситчатые и струйные.

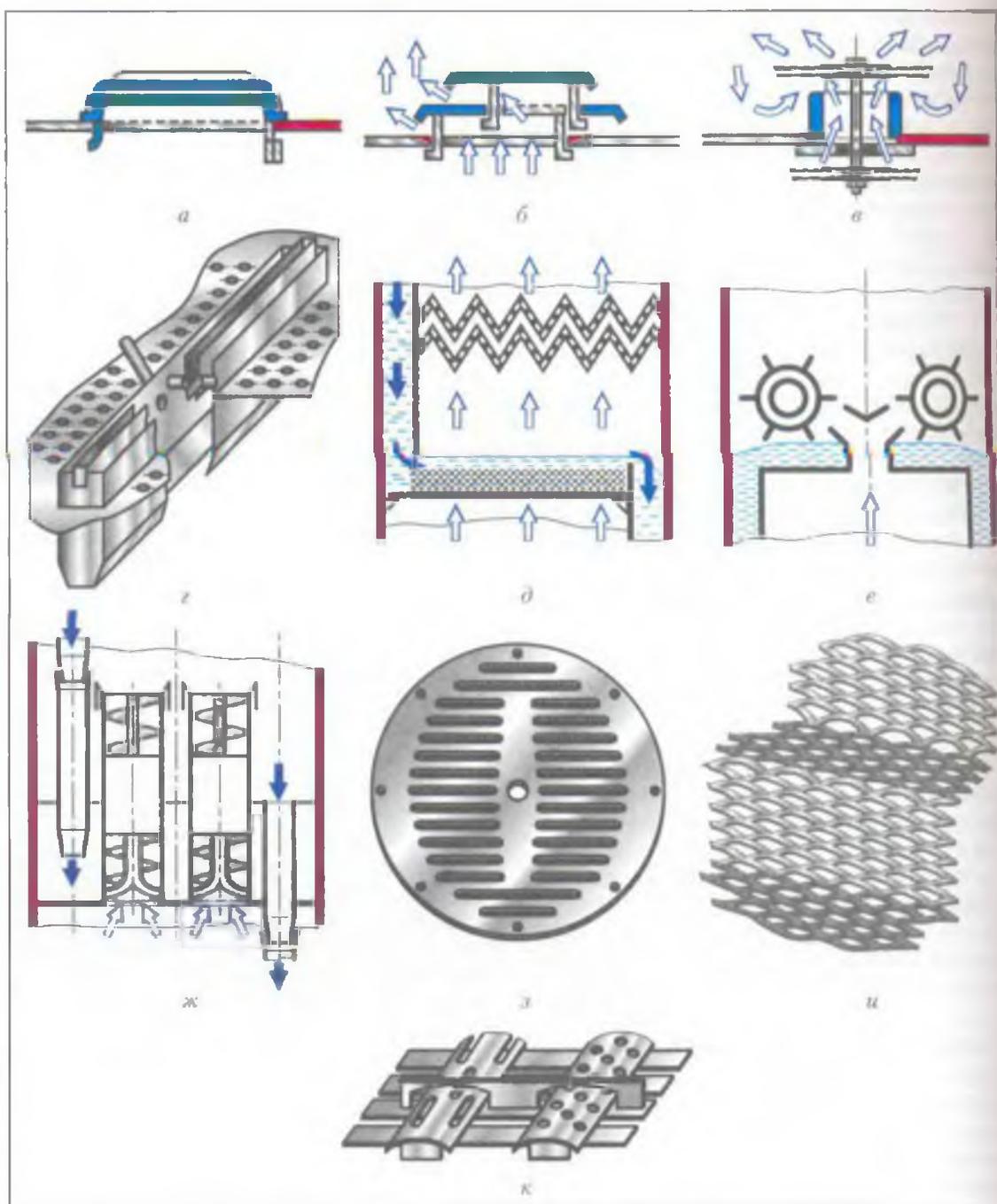


Рис. 2. Контактные тарелки: клапанные — балластная (а), «клапан в клапане» (б), с вращающимся клапаном (в); ситчатые — многопоточные (з), переливная с демпфирующей сеткой и ситчатым сепаратором (д); струйные — с вращающимися завихрителями (е), высокоскоростная инжекционная (ж); провальные — решетчатые (з), гофрированные из просечного металла (и); комбинированные — клапанны-решетчатая (к).

Наибольшее распространение получили клапанные балластные тарелки, равномерная работа к-рых при малых нагрузках обеспечивается применением более легких клапанов, а при более высоких — использованием дополнительно груза-балласта (рис. 2, а). Широко используются также клапанные прямооточные тарелки, осн. элементом к-рых является круглый клапан с двумя длинными и одной короткой направляющей, отштампов. вместе с диском клапана. Широкий диапазон устойчивой и эффективной работы имеют балластные тарелки типа «клапан в клапане» (рис. 2, б), а также конструкции тарелок с вихревыми и вращающимися клапанами (рис. 2, в). Преимуществом последних является также увеличение эффективности работы тарелки за счет турбулизации жидкости при тангенциальном вводе газа (или вращении клапана) и включение в контакти-

рование жидкости, находящейся над клапаном.

Пром. испытания колонн с ситчатыми тарелками, имеющими отбортовку вверх краем отверстий, показали, что они, наряду с клапанными, самые высокопроизводительные и эффективные конструкции контактных устройств. Увеличение диапазона устойчивой работы может быть достигнуто путем расположения двух ситчатых полотен друг под другом так, чтобы верхнее частично перекрывало перфорацию нижнего.

Разработаны многопоточные тарелки с динамич. сливным устройством (рис. 2, з). Широкое применение в газопереработке нашли многопоточные ситчатые тарелки, позволяющие увеличить производительность в 1,8–2 раза и снизить гидравлич. сопротивление на 30% по сравнению с традиционными конструкциями барботажных тарелок.

Для уменьшения мелкодисперсного уноса жидкости с тарелки и скорости газа в отверстиях на полотне тарелки монтируется сетчатая насадка, а над полотном непосредственно перед вышележащей тарелкой устанавливается двойной ряд гофриров. рулонной сетки, служащей 2-й зоной контакта и сепаратором жидкости (рис. 2, д).

Направленный транспорт жидкости к сливному устройству и ее эффективную сепарацию обеспечивают разл. модификации струйных и струйных с отбойниками тарелок. Выравнивание газовых нагрузок по сечению аппарата и интенсификация процесса массопередачи осуществляется на тарелке с вращающимися вихрительными (рис. 2, е).

Принудительный транспорт и распределение жидкости осуществляется на тарелках с прямооточными центробежными элементами, в к-рых при прохождении газа в центр. части патрубка образуется разрежение, куда подается жидкость с вышележащей ступени контакта. Производительность по газу прямооточных инжекционных тарелок в 2–5 раз выше, чем у стандартных конструкций переливных тарелок. Наиболее целесообразно использовать их в условиях работы при низких расходах по жидкой фазе, напр., для колонн установок осушки газа. Разработана конструкция высокоскоростной тарелки с подачей жидкости в центр закрученного потока газа, что повышает эффективность массообмена и производительность устройства по жидкой фазе (рис. 2, ж). В тарелках с прямооточным (нисходящим) движением жидкости и газа отсутствуют традиционная сливная и затворная планки на тарелке, а также совпадают направление движения жидкости (сверху вниз) с направлением силы тяжести.

Провальные тарелки применяются значительно реже, чем переливные. Осн. их достоинства: простота изготовления и монтажа, высокая производительность, особенно при больших нагрузках по жидкости. К недостаткам относится относительно небольшой диапазон устойчивой работы, однако в оптимальном режиме они обеспечивают достаточно высокое качество разделения. Наибольшее распространение получили решетчатые, дырчатые, трубчато-решетчатые и сетчатые провальные тарелки.

Беспереливные решетчатые тарелки представляют собой полотно с выштампованными в нем щелями, расположенными равномерно по сечению колонны (рис. 2, з). Они просты по конструкции, применение их позволяет существенно уменьшить стоимость фракционирующей аппаратуры, увеличить период непрерывной работы и эффективность колонных аппаратов, предназначенных для очистки и разделения газов и жидкостей с механ. примесями. Производительность тарелок провального типа может быть очень высока по сравнению с переливными тарелками, особенно при больших расходах по жидкости в связи с возможностью выполнения больших свобод-

ных сечений (5–80%) для прохода взаимодействующих фаз (в стандартных переливных тарелках 5–15%). Для увеличения диапазона устойчивой работы решетчатые тарелки могут быть образованы просечкой щелей с отгибкой кромок в разные стороны либо гофрировкой поверхности (рис. 2, и). Гофриров. тарелки имеют производительность примерно в 2 раза выше решетчатых тарелок, при лучшей или одинаковой эффективности. Выполнение провальных тарелок из труб или прутков создает более благоприятные условия для стока жидкости, что повышает их производительность. Возможность реализации большого свободного сечения (до 60%) на провальных трубчатых тарелках увеличивает их производительность в 1,5–2 раза по сравнению с известными конструкциями переливных тарелок. Кроме того, конструкция тарелок позволяет подводить или снимать тепло на каждой ступени контакта и проводить процесс массообмена в оптимальных условиях. Модификация трубчато-решетчатой тарелки с сеткой обладает более высокой эффективностью и широким диапазоном устойчивой работы. Наличие объемной сетки позволяет равномерно распределять скорость газового потока по сечению тарелки и повысить эффективность контакта взаимодействующих фаз.

Комбинированные тарелки сочетают конструкции провальных тарелок с насадкой, клапанные провальные тарелки и многослойные пакеты из провальных тарелок. Отсутствие спец. переливных устройств на провальных клапанных тарелках позволяет использовать всю площадь тарелки и повысить ее уд. производительность. Для расшире-

ния диапазона устойчивой и эффективной работы провальных клапанных тарелок в клапанах выполняются отверстия или щели, увеличивающие свободное сечение тарелки (рис. 2, к).

Многослойные пакеты из решетчатых и трубчато-решетчатых тарелок с увеличивающимся по ходу свободным сечением устанавливают на расстоянии меньше критич. высоты пены (50–100 мм), в результате чего обеспечивается свободное движение барботажного слоя на верх. тарелке и финитное движение на др. тарелках. Пакеты из провальных тарелок разл. типа гасят крупномасштабные пульсации, возникающие в колонне при взаимодействии потоков.

Насадочные колонны. Применяются значительно реже тарельчатых. В 1990-е гг. резко возрос интерес к насадкам в связи с появлением значительного кол-ва совр. высокопроизводительных и эффективных насадок.

Различают насадки в зависимости от способа укладки в колонне – насыпные, с регулярной укладкой (вертикальные и горизонтальные); от материала – неметаллические, металлические из листа, из сеток и из просечно вытяжного листа.

Насыпные насадки типа колец Рашига выполняются из сеток или перфорированного металла с отверстиями произвольной формы (рис. 3, а), кольца Лессинга – из металлической сетки (рис. 3, б), кольца Борада – из двух слоев металлич. сетки, наличие к-рых позволяет распределять жидкость тонкой пленкой по насадке, обеспечивая высокую смачиваемость поверхности. Развитую поверхность внутри элемента и более равномерное заполнение объема слоя этими элементами обеспечивают усовер-



Рис. 3. Насыпные насадки: а – кольца Рашига; б – кольца Лессинга; в – модифицированная из колец Палля; г – призматическая из полых фигур; д – насадка Теллера; е – из переплетенных между собой лент; ж – насадка Экерта; з – кольцевая; и – из пересекающихся между собой искривленных поверхностей; к – седлообразная; л – кольца Ингалокс; м – из полусфер с размещением внутри шара; н – шаровая с лопастями; о – псевдооживленная шаровая; п – цилиндрическая лопастная; р – псевдооживленная со смещенными каналами.

шенствованные кольца Палля (рис. 3, в). Насыпная призматич. насадка (рис. 3, з), состоящая из нескольких полых фигур, представляет собой полый элемент с перфорированными боковыми и открытыми торцевыми поверхностями и может быть составлена из нескольких элементов, установленных аксиально друг над другом со смещением их на угол от 45–130°. Смещение элементов позволяет увеличить свободный объем насадки, избежать застойных зон жидкости при соприкосновении насадки и разорвать пленку стекающей жидкости. Для исключения возможности соприкосновения насадок боковыми поверхностями многогранников на наружной поверхности элементов установлены ребра. Эта насадка по сравнению с кольцами Палля имеет на 30% выше производительность и значительно меньшее гидравлич. сопротивление при одинаковой эффективности массопередачи. Для колонн малого диаметра может использоваться насадка Теллера, образованная из прямоугольной полосы и имеющая форму объемной розетки (рис. 3, д). Большой свободный объем и механич. прочность имеют спиралевидная насадка, изготовленная из переплетенных между собой металл. лент, жестко соединенных между собой в местах пересечения (рис. 3, е), и насадка Экерта, выполненная из плоского просечного листа с отогнутыми при штамповке элементами насадки и представляющая собой объемную фигуру с двумя продольными ребрами (рис. 3, ж).

Низким гидравлич. сопротивлением и значительной турбулизацией потоков обладают кольцевые насадки: одна – образована поясами, выгнутыми наружу и вогнутыми внутрь (позволяет равномерно заполнить свободный объем и распределить жидкую фазу по сечению аппарата); другая – боковая поверхность насадки имеет вырезы, поверхности к-рых после отгиба внутрь кольца образуют полуцилиндры, соприкасающиеся между собой (рис. 3, з).

Новые типы седлообразных насадок обладают оптимальной аэродинамич. формой: напр., элемент, образованный пересекающимися между собой искривленными сплошными и перфориров. поверхностями (рис. 3, и) или образованный из полого цилиндра, у к-рого с торцов выполнены надрезы и по ним разогнуты края (рис. 3, к). Усовершенствование седел Инталокс выполняется путем придания их внеш. краю зубчатой формы и перфорирования выпукло-вогнутой поверхности (рис. 3, л).

Разработаны насадки, эффективно работающие в режиме псевдооживления. Это шаровые насадки разл. конфигурации – с округленными конусообразными выступами на всей поверхности (состоит из двух перфориров. полусфер, жестко соединенных между собой); с размещением внутри полусфер шара из металла или др. материала (рис. 3, м). Для интенсификации процесса массопередачи за счет тотального перемешивания фаз и увеличения поверхности контакта

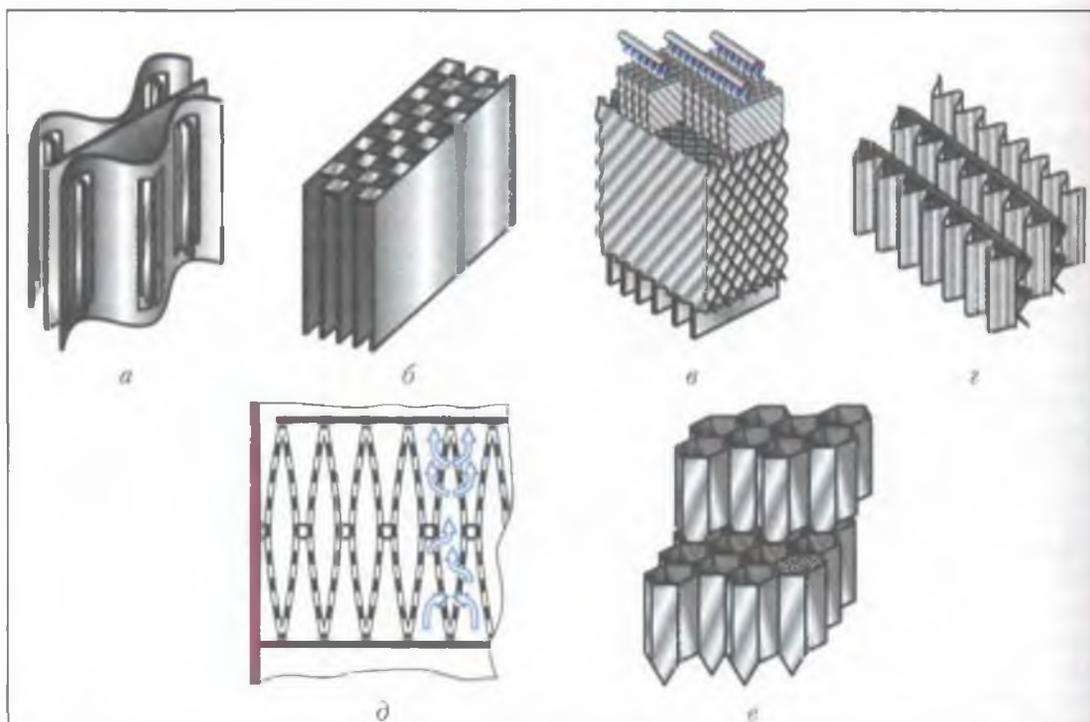


Рис. 4. Регулярная насадка: а – вертикальная; б – из чередующихся пластин с козырьками; в – гофрированная плоскопараллельная; г – из чередующихся гофрированных листов; д – из перфорированных профилированных листов; е – комбинированная сотовая.

используется насадка (рис. 3, н), выполненная в виде полого шара с лопастями, благодаря наличию к-рых она вращается в разл. координатах, эффективно турбулизируя газожидкостный поток. Для увеличения геометрич. поверхности контакта фаз и срыва пленки жидкости в шаровой насадке (сплошной или полый) на поперечном сечении меридиональных полос могут быть выполнены гофры (рис. 3, о).

Для увеличения эффективности массопередачи цилиндрические насадки выполняются в виде тел вращения с наружными лопастями, расположенными под углом к образующей тела вращения (рис. 3, п) или винтового тела со спиральными лопастями. Высокопроизводительная псевдооживленная насадка (рис. 3, р) выполнена в форме объемного тела с каналами, к-рые попарно смещены и направлены в разные стороны от центра тяжести насадки, что обеспечивает ее вращение в любом положении.

К регулярным насадкам относятся насадки, имеющие большой характерный линейный размер. Высокую степень турбулизации потоков и повышенную жесткость имеет вертикальная насадка из листов, имеющих выпуклые и вогнутые участки, расположенные перпендикулярно направлению движения потоков (рис. 4, а). С целью расширения диапазона рабочих нагрузок по газу и жидкости и упрощения монтажа предлагается насадка из чередующихся плоских пластин и пластин, торцевая кромка к-рых имеет козырьки, лежащие в горизонтальной плоскости и расположенные в шахматном порядке (рис. 4, б). Благодаря этому свободное сечение каждого пакета у торцевой поверхности значительно уменьшается и при повышенных расходах газа и жидкости на горизонтальных козырьках образуется слой

жидкости, через к-рый барботирует поднимающийся газ. Разработана насадка в виде ряда плоскопараллельных пластин, снабженных каплеобразными выступами, изогнутыми по радиусу и образующими параллельные горизонтально расположенные ряды, поочередно состоящие из выступов, направленных в противоположную сторону и частично заходящих в промежутки между выступами предыдущего ряда. Данная насадка позволяет создать более развитую поверхность контакта и снизить эффект стекания орошающей жидкости к стенкам аппарата. Для увеличения поверхности контакта фаз предлагается насадка, в к-рой каждая пластина выполнена в виде вертикально расположенной полосы, верхние и ниж. части к-рой отогнуты под тупым углом в противоположные стороны по отношению к вертикальной средней, а две смежные пластины расположены так, что их отогнутые части направлены в противоположные стороны. Во избежание свободного прохода газа без контакта с жидкостью расстояние между пластинами выполнено таким, что проекции отогнутых частей на горизонтальную плоскость перекрывают вертикальные каналы, образованные смежными пластинами.

Усовершенствование плоскопараллельных насадок достигается путем гофрирования их поверхности (рис. 4, в), расположением гофр вертикально или наклонно с установкой соседних элементов гофр перпендикулярно друг к другу, комбинацией с чередующимися листами, имеющими горизонтальные и вертикальные гофры (рис. 4, г). По типу плоскопараллельной насадки выполнена регулярная насадка из перфориров. профилированных листов, зеркально расположенных друг относительно друга (рис. 4, д).

Легкую и жесткую конструкцию представляет собой сотовая насадка, состоя-

щая из объемного тела в виде пчелиных сот или сот овальной формы. Комбинированная насадка с заполнением сот мелкой насыпной насадкой значительно повышает поверхность контакта фаз (рис. 4, е).

Крайне низким сопротивлением при достаточно высокой эффективности обладают рулонные насадки из гофрированной сетки, а также насадка из плетеной проволоки с определенными размерами диаметра проволоки и отношения шага к диаметру и ее разновидности, представляющие собой пакеты гофрированной сетки.

Высокую производительность имеет сетчатая насадка, к-рая собирается из двух гофрированных слоев сетки, закручивающихся вокруг оси со смещением по вертикали так, чтобы торцевым поверхностям была придана форма воронки с углом образующих $5-10^\circ$, благодаря чему устраняется осн. дефект насадочных колонн — неравномерное распределение жидкости по сечению аппарата, в результате чего происходит разрыв пленки стекающей жидкости.

Комбинированные насадки. Повышение эффективности массообмена и увеличение производительности насадочных колонн может быть достигнуто в результате комбинирования разл. видов насадок (регулярной листовой и насыпной насадки и т. д.). Особое значение приобретает использование фазных насадок в одном аппарате при разработке таких колонн, как деэтанализатор, деметанизатор, абсорбционно-отпарная колонна и др., где нагрузки по взаимодействующим фазам, а следов., и диаметр колонны значительно меняются по высоте аппарата. Использование нескольких типов насадок по высоте колонны позволяет проектировать аппарат постоянного диаметра при наличии широкого интервала изменения нагрузок по фазам. Возможны сочетания конструкции тарелок и насадок, чередование к-рых позволяет использовать преимущества этих систем и уменьшить недостатки при распределении фаз: слой насадки уменьшает вспениваемость системы, тарелки — поперечную неравномерность распределения жидкости и т. д.

Пульсационные колонны. Наибольшее применение получили в процессах экстракции. Пульсация контактируемых реагентов может осуществляться генератором, находящимся вне колонны, или вибрирующими контактными устройствами. Колонны с вибрирующими тарелками состоят из полого цилиндра, внутри к-рого на центробежном штоке закреплены тарелки, в свою очередь при помощи вибрационного механизма совершающие возвратно-поступательное движение с определенной частотой. Для улучшения распределения реагентов между тарелками размещают перегородки, изменяющие направление движения потоков.

Д. Ц. Бахшиян.

КОЛОННЫЙ МАССОБМЕННЫЙ АППАРАТ, см. в ст. Колонное оборудование.
КОЛЬМАТАЦИЯ (от итал. colmata — наполнение, насыпь), кольматаж, — про-

цесс естеств. проникновения или искусств. внесения мелких (гл. обр. коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горн. пород, в фильтры очистных сооружений и дренажных выработок, а также осаждающее уменшению их водо- или газопроницаемости. Носителем кольматантного материала (кольматанта) могут служить жидкости и газы.

В нефтегазопромысловой практике К. служит для заиления *призабойной зоны* нагнетательных скважин при вторичных методах добычи нефти и т. д. Наиболее интенсивно К. происходит при отношении диаметра пор кольматируемой породы к размеру взвешенных кольматирующих частиц ок. 5–6%, содержании этих частиц в суспензии до 1% и при слабоминерализованной воде.

КОМБИГАЗЛИФТ — энергосберегающая технология использования энергии газа для подъема жидкости из скважин газовых и газоконденсатных м-ний. Используется для *удаления жидкости* из скважины. Эффективность достигается за счет исключения обратного стекания поднимаемой жидкости на забой скважины во время подъема, использования разделителя (негерметичного поршня с клапаном), перемещаемого в скважине вверх-вниз с использованием лебедки.

Разделитель спускают в скважину под уровень жидкости с помощью передвижной или стационарной лебедки на проволоке малого диам. (2–3 мм), применяемой для спуска глубинных приборов или скребков для очистки скважин от парафина. Разделитель предотвращает стекание жидкости вниз во время цикла подъема, содержит перепускной клапан большого проходного сечения и центраторы, обеспечивающие перемещение по оси лифтовой колонны и поддержание фиксированного кольцевого зазора между корпусом и стенками лифтовой колонны. Величина кольцевого зазора между трубой и наиболее расширенной частью корпуса разделителя составляет от 1 до 10 мм в зависимости от диаметра *насосно-компрессорных труб* и наличия сужений в спец. оборудовании, размещенном в интервале от центр. задвижки до забоя скважины или низа лифтовой колонны. Опускается разделитель за счет своего веса. При спуске восходящий поток газа и жидкости не оказывает существ. тормозящего сопротивления движению разделителя, т. к. клапан разделителя открыт, газ и жидкость обтекают разделитель. При подъеме клапан закрыт. Газ проходит только в зазоре между трубой и корпусом клапана. При скоростях газа в зазоре более 4–5 м/с (т. н. скорости реверса) жидкость не может стекать вниз под разделитель через зазор. Восходящий поток газа выдувает из зазора жидкость, не допуская ее стекания. В результате вся жидкость, захваченная разделителем, поднимается до устья скважины. Давление газа под разделителем во время подъема превышает давление над ним не более 200–400 мм водяного столба. Если

разница давлений до и после разделителя превысит указанные значения, перепускной клапан откроется и часть газа будет проходить, минуя кольцевой зазор, исключая самопроизвольный подъем разделителя (подброс). Для обеспечения скорости реверса в течение всего цикла подъема разделителя величина утечки газа в зазоре должна быть меньше притока газа в скважину, а скорость подъема разделителя должна быть меньше скорости газа в лифтовой колонне под разделителем. За цикл подъема разделителя от забоя до устья скважины лифтовая колонна полностью очищается от жидкости и механ. примесей.

К. работает в широком диапазоне давлений и темп-р газа на устье скважины, рабочих дебитов газа и жидкости. Он может применяться в скважинах с одноразмерными или комбинированными лифтовыми колоннами из труб с внутр. диам. от 50 до 150 мм; в скважинах глубиной до 3000 м даже в тех случаях, когда в интервале от забоя до устья имеются отд. участки с внутр. диаметрами, отличными от диаметра труб.

По сравнению с традиционным газлифтом уд. расход газа на 1 т поднимаемой жидкости при использовании К. уменьшается на 30–40%, а ниж. граница рационального использования газа для подъема жидкости существенно меньше. Наибольший эффект от применения К. достигается при давлениях на устье скважины менее 4,0 МПа. Для работы К. достаточным является дебит газа в 2–3 раза меньший, чем дебит газа, необходимый для работы обычного газлифта в нефтяных скважинах, или минимально допустимый дебит для подъема воды в газовых скважинах.

В режиме непрерывной эксплуатации К. можно применять для эксплуатации нефтяных скважин с целью продления сроков естеств. фонтанирования или уменьшения расхода газа, подаваемого в лифтовую колонну дополнительно для поддержания работы скважины. При непрерывной эксплуатации нефтяных скважин для перемещения разделителя можно использовать существующие установки депарафинизации скважин, размещая разделитель в связке «скребок — груз» между грузом и скребком.

При использовании К. в процессе эксплуатации увеличивается рабочий дебит скважин. Применение К. позволяет производить *освоение скважины* и очистку забоев от песка и жидкости в процессе эксплуатации в «щадящем режиме» миним. рабочими депрессиями на пласт, сокращает потери газа и сроки освоения скважин после бурения и капитального ремонта.

Лит.: Шулягилов В. И. и др., Комбигазлифт — будущее газлифта, в сб.: Наука о природном газе. Настоящее и будущее, М., 1998.

В. И. Шулягилов.

КОМБИНИРОВАННЫЕ НАСАДКИ, см. в ст. Колонное оборудование.

КОММЕРЧЕСКАЯ СКОРОСТЬ бурения — показатель, характеризующий темпы произ-ва работ по бурению и креп-

лению скважин. Определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H}{T_{\text{БК}}} \cdot 720,$$

где V_k – К.с. бурения, м/ст.-мес; H – проходка (за какой-либо период), м; 720 – продолжительность 1 станко-месяца бурения; $T_{\text{БК}}$ – время бурения и крепления скважины, ч. Рассчитывается из соотношения:

$$T_{\text{БК}} = t_{\text{м}} + t_{\text{сп}} + t_{\text{пв}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{рем}} + t_{\text{а}} + t_{\text{п}},$$

где $t_{\text{м}}$, $t_{\text{сп}}$, $t_{\text{пв}}$, $t_{\text{кр}}$, $t_{\text{рем}}$, $t_{\text{а}}$, $t_{\text{п}}$ – время (в ч) соответственно механич. бурения, спускоподъемных операций, подготовительно-вспомогательных работ, крепления, ремонтных работ, ликвидации осложнений и аварий и простоев.

К.с. бурения используется в планировании объемов буровых работ, материально-технич. ресурсов, финансирования, анализе хозяйств. деятельности, нормировании и пр.

КОММУНАЛЬНЫЕ ОТХОДЫ, см. *Бытовые отходы*.

КОМПЕНСАТОРЫ в трубопроводах (от лат. *compensare* – возмещаю, уравниваю) – устройства, посредством к-рых осуществляются перемещения трубопровода, компенсирующие продольные напряжения, возникающие в трубах под действием внеш. нагрузок, внутр. давления и изменения темп-ры. В качестве К. могут использоваться изогнутые участки трубопровода. В надземных трубопроводах применяются К., у к-рых элементы труб находятся в одной плоскости, напр. П- и Г-образные (рис., а, б), а также пространственные, когда элементы труб расположены в разных плоскостях.

В линзовых К. (рис., в) перемещения труб происходят за счет сжатия или растяжения волнообразного участка трубопровода (в зависимости от расчетной величины перемещения К. состоит из одной или неск. волн). Сальниковый К. (рис., г) представляет собой трубу, конец к-рой входит в раструб др. трубы или в трубу большего диаметра; зазор между ними заполняют уплотняющей массой. В зависимости от величины и направления ожидаемых перемещений труб при установке компенсатора в смонтированный

трубопровод производят его предварительную растяжку или сжатие.

Лит.: Бородавкин П. П., Березин В. Л., Сооружение магистральных трубопроводов, М., 1977.

КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА газа – разделение газа на конечные продукты с извлечением всех содержащихся в исходном сырье ценных компонентов, произ-во к-рых технически возможно и экономически целесообразно.

К.п. газа осуществляется на *газоперерабатывающих заводах* (ГПЗ), первоначально (до 40-х гг. 20 в.) для подготовки гл. обр. *нефтяного газа* к дальнему транспорту (удаление механич. примесей и воды) и извлечения газового бензина, состоящего в осн. из C_5^{+} высш. Осн. процессы переработки – *компрессия* и *масляная абсорбция*. В 1950–60-х гг. проводилось глубокое извлечение (80–90%) пропана и бутана (при этом газ подготавливался к *дальнему транспорту* и попутно из него извлекался газовый бензин), начали перерабатывать газы газовых и газоконденсатных м-ний. К.п. газа осуществлялась методами *низкотемпературной масляной абсорбции* с абс. темп-рой абсорбции от –30 до –50 °С и абсорбции под высоким давлением (абс. давление 14–16 МПа), а также короткоциклового адсорбции. Началось внедрение процесса *низкотемпературной конденсации* (НТК). С сер. 60-х гг. товарным продуктом ГПЗ становится, кроме того, этан. НТК особенно эффективен при применении турбодетандерных агрегатов (темп-ра НТК от –90 до –120 °С), т.к. позволяет перерабатывать газы разнообразного состава (от жирных нефтяных до тощих природных), при этом достигаются высокая степень извлечения целевых компонентов и чистота товарных продуктов. Из неуглеводородных компонентов газов стали производить серу, гелий, *одоранты* и др.

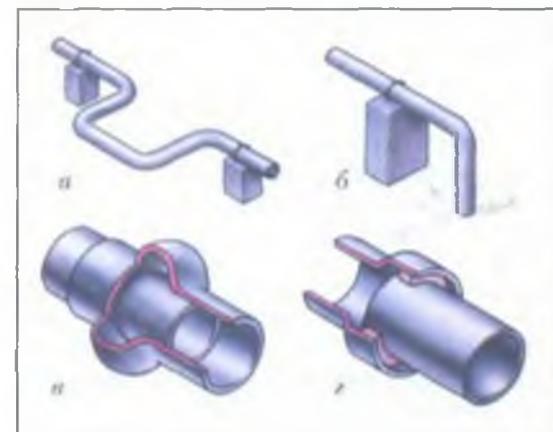
В комплекс по переработке газа входят *установки комплексной подготовки газа* и *промышленной подготовки газа* к транспорту, ГПЗ и газодифракционные установки (ГФУ). Первые сооружаются на *газовом промысле* и предназначаются для разделения продукции скважин на фазы: газ, конденсат (нефть), пластовая вода (водные растворы *ингибиторов*), механич. примеси. Газовая фаза транспортируется на ГПЗ, где из нее извлекаются целевые компоненты. *Газовый конденсат*, нестабильный бензин или широкая фракция легких углеводородов поступают на ГФУ, входящие в состав ГПЗ или расположенные вблизи потребителя, и разделяются на индивидуальные углеводороды или их смеси. Товарные продукты, полученные на ГПЗ и ГФУ, направляются потребителю в виде газообразного и жидкого топлива, а также сырья для глубокой переработки (с целью получения *газомоторных топлив* и химич. продуктов). Перспективным является стр-во промышленных заводов, расположенных непосредственно на терр. промысла и предназначенных для комплексной переработки продукции скважин на весь период

разработки м-ния (или группы м-ний). При этом при составлении проекта разработки учитываются оптимальные условия работы завода, а при проектировании последнего – особенности разработки м-ния (изменение термодинамич. параметров, а также состава и кол-ва сырья и примесных компонентов – *пластовой воды*, *ингибиторов*, кислот, солей, *поверхностно-активных веществ* и т.д. в зависимости от типа м-ния, системы и периода разработки, а также времени года). Газовый промысел рассматривается в этом случае как топливно-сырьевой комплекс, проектные решения к-рого определяются составом пластового флюида, потребностями нар. хоз-ва в топливе и сырье, возможностями транспорта, требованиями потребителей к кол-ву, качеству и срокам поставки товарных продуктов, пластовым условиям м-ния, технологич. и технич. возможностями разработки и переработки, природными условиями региона и т.д. Технологич. схемы промышленных заводов разнообразны, но каждая из них включает след. блоки: разделения продукции скважин на фазы, разделения фаз на компоненты или группы компонентов, произ-ва товарных продуктов, придания им товарного вида, хранения и отгрузки, очистки стоков и выбросов, сбора и обработки информации, управления. При комплексном проектировании промышленных заводов и разработки м-ния обеспечивается наибольшая комплексность и длительная загрузка заводов. Первый в быв. СССР такой комплекс – Астраханский, газохимич. комплекс.

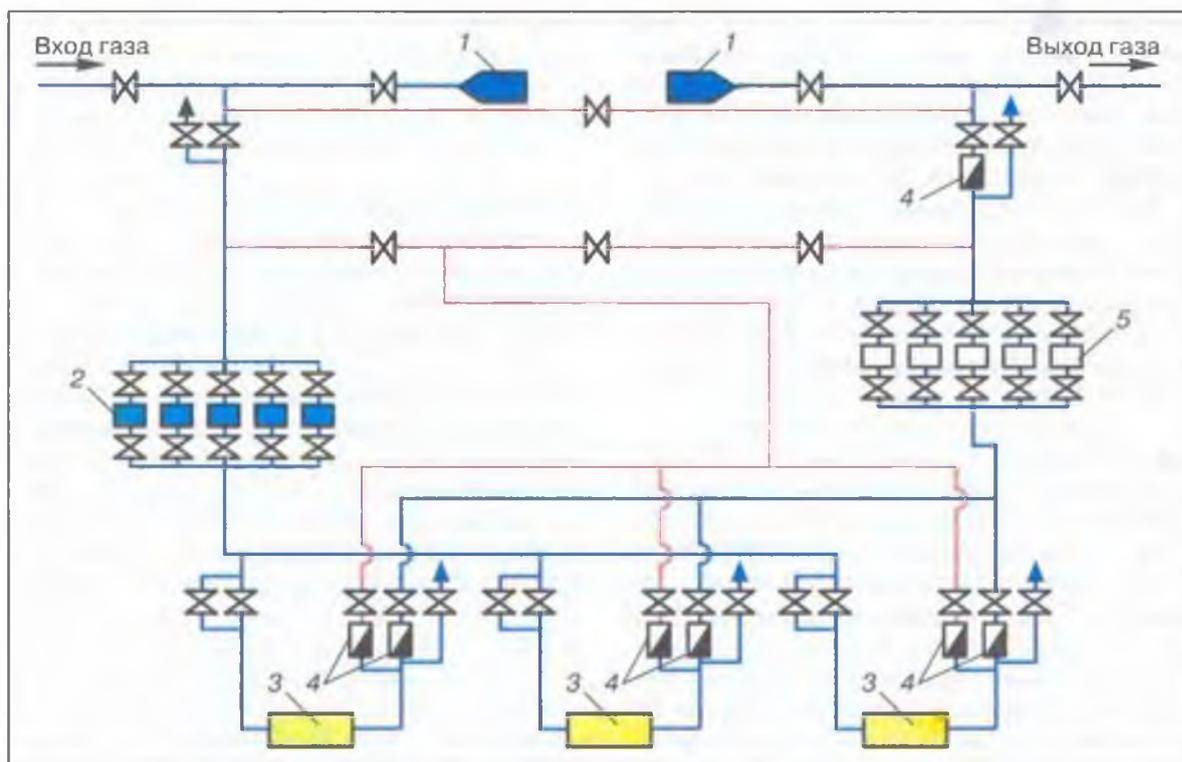
Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

КОМПРЕССИЯ (от лат. *compressio* – сжатие) – сжатие газа в результате силового воздействия на него, приводящее к уменьшению занимаемого газом объема, а также к повышению его давления и темп-ры. В газонефтяной промышленности осуществляется при подаче газа или его смеси в аппараты и машины для технологич. обработки сырья и интенсификации этих процессов (очистка и переработка нефти, нефтепродуктов и др.), при закачке воздуха в пласты с целью повышения нефтеотдачи пласта, при сборе природного (нефтяного) газа из скважин и транспортировании его по *магистральным газопроводам*, аккумуляции газа в подземных и др. хранилищах, транспортировании твердых тел или жидкости (бурение скважин, компрессионная добыча нефти и др.) или обеспечении теплопередачи (калориферные установки, сушилки, холодильные установки) и т.п.

В зависимости от характера процесса К. может происходить: *изотермически*, т.е. без изменения темп-ры (уравнение изотермы $PV = \text{const}$, где P и V – соответственно давление и объем газа); *адиабатически*, т.е. без подвода и отвода тепла (уравнение адиабаты $PV^k = \text{const}$, показатель адиабаты k – отношение теплоемкостей газа при постоянном давлении и постоянном объеме); *политропически*, т.е. с частичным отводом тепла (уравнение политропы



Компенсаторы: а, б – изогнутые участки трубопровода; в – линзовые; г – сальниковые.



Принципиальная технологическая схема компрессорной станции: 1 – установка очистки газопровода; 2 – установка очистки газа; 3 – газоперекачивающий агрегат; 4 – обратный клапан; 5 – установка охлаждения газа.

$PV^m = \text{const}$, показатель политропы m – определяет положение кривой К., к-рая располагается между кривыми изотермич. и адиабатич. процессов – $1 < m < k$). Изотермич. процесс К. теоретически самый экономичный, наименее экономичен адиабатич. процесс. Наибольшая К., достигаемая в компрессорах с одной ступенью сжатия, соответствует повышению давления в 3 раза и более. При необходимости получения более высоких значений К. (до 150–1100) применяют ступенчатое сжатие (с числом ступеней до 5–7).

КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ (КС) – комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологич. трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газов, системой электроснабжения и пр.

По виду выполняемой работы выделяют КС дожимные (головные), линейные КС магистральных газопроводов, КС подземных хранилищ газа, нагнетательные КС обратной закачки газов в пласт.

Дожимные (головные) КС предназначены для повышения давления добываемого газа до расчетного давления газопровода 5,45–7,45 МПа. Развитие их осуществляется поэтапным вводом 2–3 последовательно работающих компрессорных цехов по мере снижения давления добываемого газа. Общая степень повышения давления до 10 раз, мощность цеха 90–96 МВт, производительность – до 90 млн. м³/сут.

Линейные КС устанавливаются через каждые 90–150 км газопровода для

компенсации потерь давления газа на предшествующем участке. Они состоят из ряда параллельно работающих компрессорных цехов соответственно числу рабочих ниток газопровода. Степень повышения давления в компрессорном цехе 1,3–1,7, выходное давление до 7,45–8,3 МПа, мощность 90–80 МВт, производительность до 96 млн. м³/сут.

КС подземных хранилищ газа обеспечивают закачку газа в хранилище в летний период и компрессорный отбор его в зимний период. Они обеспечивают равномерную сезонную загрузку газотранспортной системы в целом. Работа обеспечивается рядом компрессорных цехов по схеме параллельно-последовательного сжатия. Макс. давление закачки до 15–20 МПа, степень повышения давления до 3–4, мощность до 180–200 МВт, производительность 50–60 млн. м³/сут.

Нагнетательные КС предназначены для обратной закачки осушенного газа при разработке газоконденсатных месторождений. Она поддерживает *пластовое давление* на уровне, исключающем необратимое выпадение конденсата в залежи, что обеспечивает его наиболее полное извлечение в газовой фазе. Давление закачки 35–50 МПа, степень повышения давления 5–10, мощность до 100 МВт, производительность до 20 млн. м³/сут.

В комплекс КС могут быть включены след. объекты, системы и сооружения: один или неск. компрессорных цехов; установка для очистки полости газопровода с системой сбора, удаления и обезвреживания механич. и жидких примесей; системы электроснабжения, производственно-хозяйств. и пожарного водоснабжения, теплоснабжения, канализации и очистных сооружений, молниезащиты и электрохимической защиты, связи, автоматич. упр-ния и телеме-

ханики; адм.-хоз. помещения; склады для хранения материалов, реагентов и оборудования; оборудование и средства технич. обслуживания и ремонта сооружений линейной части и КС; вспомогательные объекты.

Принципиальная схема КС представлена на рис. Взаимодействие *линейной части* магистрального газопровода и КС осуществляется через узел подключения, обеспечивающий след. режимы работы газопровода: подача газа по газопроводу с *компримированием* его на подключаемой КС – осн. режим; подача газа по газопроводу без компримирования на КС – временный режим работы газопровода при вынужденной остановке (отключении) КС или сокращении подачи газа по газопроводу; подача газа по газопроводу при периодич. очистке его полости очистными устройствами от механич. примесей, влаги и конденсата – временный режим.

В зависимости от типа привода, мощности и технологич. назначения состав сооружений КС и их взаимное расположение могут изменяться. По функциональному назначению и с учетом технологич. и противопожарных требований площадки КС обычно разделяются на 2 зоны: производственную и служебно-производственного комплекса.

В состав производственной зоны КС входят все производств. и вспомогательные сооружения, непосредственно связанные с технологич. процессом сжатия газа: площадка *газоперекачивающих агрегатов* (ГПА), размещенных в индивидуальных или общем здании; установка очистки газа; установка охлаждения газа с трансформаторной подстанцией; установка подготовки топливного, пускового и импульсного газов; производственно-энергетич. блок (операторная диспетчерская, котельная, аккумуляторная, компрессорная, дизельная электростанция, помещения персонала и др.); блок маслохозяйства; склад горюче-смазочных материалов; резервуар пенного пожаротушения.

В состав служебно-производственного комплекса КС входят: водопроводные сооружения с резервуарами противопожарного запаса воды; электроподстанция; служебно-эксплуатационный и ремонтный блок (ремонтно-механич. мастерские, гараж, узел связи, мастерские и лаборатории служб КИП и автоматики и энергетич. помещения персонала линейно-производств. упр-ния магистрального газопровода и др.); столовая и ее вспомогательное здание; склад материалов; открытая стоянка автомашин и тяжелой техники; очистные сооружения хозяйственно-бытовой канализации; склад *метанола*; мойка машин с очистными сооружениями.

Компрессорный цех состоит из группы ГПА, установленных в общем или индивидуальных зданиях (укрытиях), систем и сооружений, обеспечивающих его функционирование (технологич. коммуникации с *запорной арматурой*, установка очистки газа, установка

охлаждения газа, система топливного, пускового и импульсного газа, электрич. устройства цеха, система автоматич. упр-ния, системы маслоснабжения, пожаротушения, отопления, вентиляции, канализации, сжатого воздуха и др.). Для запуска и останова ГПА предусматривается рециркуляционный контур. В зависимости от типа привода на КС могут использоваться *газотурбинные газоперекачивающие агрегаты, электроприводные газоперекачивающие агрегаты* или поршневые.

Установка очистки газа на КС предназначена для очистки компримруемого газа от жидкостей и механич. примесей с целью предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов. В зависимости от конкретных условий установка включает одну или две последовательные ступени очистки. В качестве 1-й ступени используются циклонные пылеуловители, в качестве 2-й ступени — фильтры-сепараторы. Кол-во пылеуловителей и фильтров-сепараторов выбирается так, чтобы при отключении одного аппарата для техобслуживания и ремонта оставшиеся в работе обеспечивали необходимую степень очистки газа и находились в пределах их рабочей зоны (обычно 4–6 аппаратов каждой ступени). Система сбора уловленных жидкостей и механич. примесей установки очистки может быть выполнена отдельной или объединенной с системой их сбора на установке приема и запуска очистных устройств для линейной части газопровода.

Охлаждение газа после компримирования осуществляется в аппаратах воздушного охлаждения (подробно см. в ст. *Теплообменный аппарат*). Степень охлаждения газа и кол-во аппаратов выбираются т. о., чтобы обеспечить устойчивость линейной части и сохранность изоляции газопровода, а также увеличить его пропускную способность. Обычно производится охлаждение газа до темп-ры газа на 10–12 °С выше темп-ры атм. воздуха.

Для обеспечения надежной работы на газотурбинных КС, как правило, предусматриваются два внеш. источника электроснабжения и аварийная электростанция. В случае одного внеш. источника или его отсутствия используются электростанции собств. нужд на газовом топливе (газотурбинные или поршневые электроагрегаты).

Автоматизация КС предусматривает их оснащение комплексом технич. средств, обеспечивающих выполнение след. основных задач: автоматич. упр-ние, регулирование и защита всех технологич. объектов; диспетчерский контроль и оперативный анализ фактич. режима технологич. объектов; сбор и подготовка оперативно-диспетчерской и статистич. информации для передачи на верх. уровень АСУ технологич. процессами газопровода.

Этот комплекс технич. средств может включать системы: автоматич. управления ГПА; централизов. контроля и упр-ния

компрессорными цехами и КС; упр-ния общестанционными технологич. кранами; автоматич. регулирования режима цеха; диспетчерской связи; местные системы автоматизации вспомогательных установок и объектов цеха и станции.

Для многоцеховых газотурбинных КС предусматривается структура упр-ния: диспетчерский пункт — операторная (гл. щит упр-ния) цеха. Диспетчерский пункт совмещается с операторной 1-го цеха.

В разные периоды развития газовой пром-сти выбор энергопривода для КС определяется уровнем развития топливно-энергетич. и машиностроительного комплексов. До нач. 1950-х гг. на КС применялись поршневые ГПА.

При формировании в сер. 1950-х гг. мощной газотранспортной системы Сев. Кавказ — Центр (диам. газопровода 720 и 820 мм) особенно поршневые приводы (небольшая единичная мощность, высокие капитальные затраты, трудности автоматизации и большие трудозатраты квалифициров. персонала при эксплуатации) уже не соответствовали предъявляемым требованиям.

Благодаря возросшим научно-технич. возможностям отечеств. машиностроения 1950-х гг. в осн. смогло удовлетворить технологич. потребности развивающейся газовой пром-сти. Газотранспортная система Ставрополь — Москва была оснащена газотурбинными и электрич. приводами центробежного нагнетателя мощностью 4 МВт (установленная мощность обоих приводов была примерно одинакова).

Однако эти ГПА не могли полностью соответствовать требованиям газовой пром-сти, т. к. они были созданы на базе турбомашин др. назначения (газотурбинный агрегат разрабатывался для передвижных электростанций, а нагнетатель изготовлен на базе компрессоров для химич. машиностроения). Поэтому для крупных газотранспортных систем Бухара — Урал и Ср. Азия — Центр в бывшем СССР были разработаны и поставлены на крупносерийное произ-во ГПА мощностью 4 и 6 МВт.

Анализ преимуществ разл. видов энергопривода позволил сформировать области их наиболее эффективного использования: поршневые ГПА — для различных технологич. модификаций с широким диапазоном степеней сжатия и давлений при относительно небольших объемных расходах и единичных мощностях (до 2 МВт); газотурбинные ГПА — для линейных и дожимных КС, расположенных в удаленных и сложных климатич. условиях; электроприводные ГПА — для КС в районах крупных энергосистем и при ограниченном во времени использовании.

В сер. 1970-х гг. для обеспечения газовой пром-сти оборудованием наряду с традиционными поставщиками на правительственном уровне были привлечены в 1973 авиационная, а в 1977 судовая отрасли пром-сти для произ-ва газотурбинных двигателей мощностью 6,3, 10 и 16 МВт.

В 1980–83 была выполнена значительная работа по унификации проектов наземных объектов мощных магистральных газопроводов, объединившая достижения в областях технологии компримирования, оборудования, ст-ва и системного проектирования. В результате этого сократились продолжительность ст-ва КС на 6–7 мес, стоимость строительно-монтажных работ — на 41–55%.

При интенсивном развитии газовой пром-сти в 1975 выявились негативные тенденции, сказывавшиеся на *надежности* оборудования, его реконструкции и экологичности. Новая концессия реконструкции и развития КС содержала след. основные положения: преимущественное использование газотурбинного привода; применение энергосберегающего оборудования нового поколения и типовых технич. решений, обладающих достаточной гибкостью для конкретных условий использования; укрупнение единичных мощностей ГПА (особенно для многоцеховых КС), что позволяет сократить капитальные затраты, повысить экономичность, сократить численность персонала; сокращение резервных мощностей по технологич. соображениям и за счет повышения надежности оборудования; перевод цехов на полнопоршневую схему сжатия; формирование совр. систем упр-ния агрегатами и цехами; сокращение *санитарно-защитных зон* КС (за счет снижения шума и выбросов загрязняющих веществ).

Рос. пром-сть серийно выпускает ГПА нового поколения с газотурбинным приводом типоразмерного ряда 2,5–4–6,3–10(12,5)–16–25 МВт, а также ГПА с электроприводом мощностью до 12,5 МВт.

При проектировании и эксплуатации технологические параметры КС определяются системными расчетами в соответствии с нормами технологич. проектирования.

Объемная производительность при параметрах на входе в газовый компрессор Q (м³/мин) определяется по формуле:

$$Q = \frac{0,24 Q_k Z_1 T_1}{P_1}$$

где $Q_k = \frac{Q_{кц}}{n}$ — производительность газопровода, млн. м³/сут (при стандартных условиях); $Q_{кц}$ — производительность компрессорного цеха, млн. м³/сут; n — кол-во рабочих ГПА; Z_1 , P_1 , T_1 — соответственно коэф. сжимаемости, абс. давление (МПа) и темп-ра (К) газа на входе в газовый компрессор.

Степень повышения давления (*степень сжатия*) компрессора ГПА определяется отношением абс. давлений газа на входе (P_1) и выходе (P_2) по формуле:

$$= \frac{P_2}{P_1}$$

Баланс потребляемых и располагаемых мощностей определяется след. образом. Мощность N (кВт), потребляе-

мая компрессором, вычисляется по формуле:

$$N = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_m}$$

где N_i – внутр. мощность газового компрессора (мощность, затрачиваемая на сжатие газа); 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и технич. состояние; η_m – механич. кпд компрессора (0,98–0,995).

Внутр. мощность компрессора определяется по его паспортным характеристикам в зависимости от заданных параметров газа (Q_v, P_1, T_1) и его компонентного состава.

При отсутствии паспортных характеристик нагнетателя внутр. мощность можно оценить по формуле:

$$N_i = \frac{13,34 \cdot Z_1 \cdot T_1 \cdot Q_{к.}}{\eta_{пол}} (0,3 - 1) = \frac{55,6 \cdot P_1 \cdot Q}{\eta_{пол}} (0,3 - 1),$$

где $\eta_{пол}$ – политропный кпд (для линейных модификаций компрессора 0,81–0,85).

Темп-ра газа (К) на выходе из нагнетателя определяется по формуле:

$$T_2 = T_1^{0,35/\eta_{пол}}$$

При наличии паспортных, газодинамич. характеристик компрессора и спец. номограмм потребляемая мощность, производительность, политропный кпд могут быть получены графич. путем, минуя их расчетное определение, по характеристикам газового компрессора в виде зависимостей:

$$N_i, \eta_{пол}, Q_{к.} = f(Q_v, n, P),$$

где n – частота вращения компрессора.

Мощность газотурбинного привода является функцией условий его работы.

Располагаемая мощность – это макс. рабочая мощность на муфте, к-рую может развивать привод в конкретных стационарных условиях. Располагаемая мощность газотурбинной установки (ГТУ) определяется по ее паспортным характеристикам. При отсутствии паспортных характеристик располагаемая мощность может быть оценена по формуле:

$$N_e^p = N_e^H \cdot K_N \cdot K_y \cdot (1 - K_t \cdot \frac{T_3}{T_3^H}) \cdot \frac{P_a}{0,1013}$$

где N_e^H – номинальная мощность ГТУ, кВт; K_N – коэффициент, учитывающий допуски и технич. состояние ГТУ (обычно 0,9–0,95); K_t – коэффициент, учитывающий влияние темп-ры наружного воздуха (2,0–3,2); T_3, T_3^H – расчетная и номинальная темп-ры воздуха на входе ГТУ, К; K_y – коэф., учитывающий влияние системы утилизации тепла выхлопных газов (учитывается при использовании утилизационных теплообменников, обычно 0,985); P_a – расчетное давление

наружного воздуха, МПа (функция высоты КС над ур. моря).

Номинальная мощность ГТУ (N_e^H) обычно устанавливается для след. условий: темп-ра на входе ГТУ +15 °С, барометрич. давление 0,1013 МПа, относительная влажность 60%.

Расход топливного газа $q_{тг}$ (тыс. м³/ч) при стандартных условиях для ГТУ определяется по формуле:

$$q_{тг} = q_{тг}^H \cdot K_{тг} \cdot (0,75 \cdot \frac{N}{N_e^H} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^H} \cdot \frac{P_a}{0,1013}}),$$

где $q_{тг}^H$ – номинальный расход топливного газа, тыс. м³/ч; N – мощность, потребляемая нагнетателем, полученная в результате расчета его параметров, кВт; $K_{тг}$ – коэффициент, учитывающий допуски и технич. состояние ГТУ (обычно 1,03–1,05).

Номинальный расход топливного газа (тыс. м³/ч) определяется по формуле:

$$q_{тг}^H = \frac{3,6 \cdot N_e^H}{Q_D^H \cdot \eta_c^H}$$

где η_c^H – номинальный кпд ГТУ, определяемый в технической документации; Q_D^H – низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м³. В. А. Щуровский.

КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ ПХГ (КС ПХГ) – обеспечивает закачку газа в летний период и компрессорный отбор его в зимний период. Тем самым создает необходимые объемы хранимого газа в районе его потребления. Годовой цикл работы подземного хранилища газа (ПХГ) состоит из повторяющихся периодов закачки газа в летнее время (150 дней), отбора газа зимой (120 дней) и нейтрального периода весной и осенью. Как правило, компрессорная станция работает в период закачки газа, обеспечивая повышение давления в ПХГ к концу этого периода до 12–21 МПа. Отбор газа осуществляется обычно бескомпрессорным способом. Компрессорный отбор газа осуществляется в ряде случаев с целью увеличения объема активного газа на ПХГ с относительно низким уровнем пластового дав-

ления, включая ПХГ, к-рые создаются на базе выработанных м-ний природного газа.

Технологич. схема КС ПХГ представляет собой цеховую структуру, где компрессорные цеха (рис.) представляют собой ряд последовательных ступеней сжатия, включаемых в работу по мере технологич. необходимости и обеспечивающих возможность промежуточного охлаждения газа. Мощность компрессорной станции до 180–200 МВт, производительность 50–60 млн. м³ газа в сут. Оптимальная единичная мощность газоперекачивающего агрегата 4–25 МВт.

Регулирование и изменение режима работы компрессорной станции осуществляется изменением числа цехов, а в каждом компрессорном цехе – изменением числа рабочих перекачивающих агрегатов, частоты вращения газотурбинных газоперекачивающих агрегатов от 0,75 до 1,05 от номинальной частоты вращения. Регулирование электроприводных газоперекачивающих агрегатов с нерегулируемой частотой вращения осуществляется перестановкой входных направляющих аппаратов центробежных компрессоров природного газа. Температурный режим компримирования поддерживается применением аппаратов воздушного охлаждения газа, находящихся в компрессорном цехе. В. А. Щуровский.

КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА, см. Газоперекачивающий агрегат.

КОМПРЕССОРНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ газового месторождения – разработка м-ния с применением дожимных компрессорных станций (ДКС). Начинается, когда пластовое давление становится недостаточным для подачи газа в магистральный газопровод. В этом случае вводят в эксплуатацию одну, а со временем и несколько ДКС, режим работы к-рых характеризуется непрерывным снижением давления на приеме компрессорных агрегатов. В связи с этим мощность ДКС обычно наращивается в неск. ступеней. Это позволяет добывать газ из пласта при низких устьевых давлениях на скважине (0,15–0,2 МПа).



Компрессорный цех Касимовского ПХГ

Ввод ДКС ухудшает экономич. показатели добычи газа. К. э. заканчивается, когда *компримирование* газа с целью подачи его в магистральный газопровод становится нерентабельным.

Лит.: Коротчаев Ю. П., Ширковский А. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа, М., 1984; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

КОМПРИМОВАНИЕ (от франц. *comprimer* – сжимать, сдавливать) – повышение давления газа с помощью компрессора. К. – одна из осн. операций при транспорте углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их в нефтегазоносные структуры для поддержания *пластового давления* (с целью увеличения нефтеконденсатоотдачи), в процессе заполнения *подземных хранилищ газа* и при *сжижении* газов. К. газа также производится на *автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях* для получения *газомоторного топлива*. К. осуществляется в одну или неск. ступеней, тип и мощность компрессора (см. *газоперекачивающий агрегат*) определяются в зависимости от кол-ва компримируемого газа и требуемой степени повышения давления (*степени сжатия*). К. сопровождается повышением темп-ры газа и, как правило, требует последующего его охлаждения.

КОНДЕНСАТНЫЙ ВАЛ, см. в ст. *Обводнение газовой залежи*.

КОНДЕНСАТОГАЗОВЫЙ ФАКТОР (КГФ) – содержание *газового конденсата* в продукции газоконденсатных скважин. КГФ равен отношению объема *насыщенного конденсата* к объему *газа сепарации*. Измеряется в $\text{см}^3/\text{м}^3$, объем газа при этом приводится к *стандартным условиям*. Определяют КГФ по насыщенному и стабилизированному конденсату на начало разработки залежи (начальный КГФ устанавливается в результате исследований скважин на газоконденсатность) и на каждом ее этапе (текущий КГФ определяется по результатам исследования процесса дифференциальной конденсации). На КГФ влияет режим работы газоконденсатной залежи. В случае, когда *пластовое давление* превышает *давление начала конденсации* газоконденсатной смеси (т.е. не происходит выделения газового конденсата из *пластового газа*), КГФ остается постоянным при падении пластового давления в процессе разработки залежи. Если давление начала конденсации равно начальному пластовому давлению, то КГФ уменьшается при снижении пластового давления до величины давления макс. конденсации, затем стабилизируется и далее неск. возрастает. В случае разработки залежи с поддержанием пластового давления КГФ не меняется.

Значения КГФ зависят от содержания в пластовом газе высококипящих углеводородов $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$ и могут достигать $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

КОНДЕНСАТООТДАЧА пласта – характеризует степень извлечения *газового*

конденсата из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных м-ний. Различают: *текущую К.* (определяется на нек-рый момент времени) и *конечную К.* (на момент прекращения пром. разработки м-ния). Для количеств. оценки К. используют коэффициент К. – отношение кол-ва извлеченного конденсата (приведенного к одинаковым термобарич. условиям) к балансовым запасам его в залежи, подсчитанным на стадии разведки (измеряется в долях ед. или в процентах). Коэф. К. изменяется от 35 до 90% в зависимости от содержания в газе $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$, условий залегания осн. полезного ископаемого, а также от способа разработки м-ния; используется для определения извлекаемых (пром.) запасов конденсата. Кроме того, учитывается при составлении проекта разработки газоконденсатного или нефтегазоконденсатного м-ния, характеризует эффективность технологии его разработки. Полнота извлечения конденсата в нек-рых случаях определяет рациональность системы разработки (при высоких содержаниях конденсата в *пластовом газе* – до $1200 \text{ см}^3/\text{м}^3$). Обеспечение высокой К. (коэф. К. 70–90%) достигается рециркуляцией газа (*сайклинг-процесс*), поддержанием пластового давления в залежи закачкой воды или др. рабочих агентов, применением комбиниров. способов разработки м-ния.

КОНДЕНСАТОПРОВОД – трубопровод для перекачки *стабильного конденсата* из р-на добычи на *газоперерабатывающий завод* или нефтехимич. комб-т. Для транспортирования конденсата в однофазном (жидком) состоянии в К. поддерживается давление, превышающее величину упругости паров конденсатов (при наивысшей темп-ре окружающей среды) на 0,3–0,5 МПа. На К. большой протяженности (400–1000 км) с пропускной способностью 5000–9000 $\text{м}^3/\text{сут}$ через каждые 150–250 км (в зависимости от рельефа трассы, диаметра трубопровода и промежуточного отбора продукта) сооружают *насосные станции*. Надежность и экономичность работы К. определяются соблюдением технологич. режима перекачки конденсатов, обеспечивающего однофазность потока в магистральной и во всасывающем коллекторе насосных станций.

Для обеспечения нормальной работы насосной станции с учетом неравномерности поступления конденсата и возможных изменений режима его перекачки на К. устанавливают подпорные емкости (или группы емкостей), уровень конденсата в к-рых изменяется в определенных пределах. Миним. высота жидкости определяется из условия обеспечения *надежного напора* насосов, макс. высота – из условия предотвращения выброса конденсата в систему трубопроводов, отводящих газы дегазации на *дожимную компрессорную станцию* или эжекторные устройства.

К. сооружается из стальных труб, diam. до 1000 мм, способ прокладки аналогичен *магистральному газопроводу*. При

вводе в эксплуатацию К. первоначально заполняют стабильной жидкостью, а затем происходит последующее вытеснение ее конденсатом. Для устранения повыш. гидравлич. сопротивления, возникающего при этом в трубах, проложенных по нисходящим участкам трассы, наиболее эффективным является последовательный запуск в К. эластичных оболочек, перекрывающих полностью или частично сечение К. Двигаясь с потоком конденсата, они обеспечивают стабильность режима работы К.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

КОНСЕРВАЦИЯ (от лат. *conservatio* – сохранение) газа и нефти – сохранность скоплений нефти и газа в течение тех или иных отрезков геологич. времени.

К. залежей углеводородов обеспечивается сочетанием благоприятных геологич. условий, препятствующих развитию процессов их разрушения, прежде всего, дегазации. В процессе формирования и во время последующего существования газовой или нефтяной залежи проявляют себя противоположные факторы накопления, сохранения и разрушения. Сохранность залежей зависит гл. обр. от свойств *покрышек*, затрудняющих эффузию, диффузию и прорывы газа и нефти. К. углеводородов в недрах осадочных басс. определяется сочетанием благоприятных тектонич., литологич., геотермич. и гидродинамич. условий.

Осн. значение для К. имеют глинистые *покрышки*, экранирующие свойства к-рых зависят от минерального состава, мощности и песчаности. Надежность их возрастает с увеличением мощности и содержания глинистых компонентов. Наиболее значительные по высоте залежи газа удерживаются *покрышками* мощностью в осн. не менее 20 м. Иногда достаточно крупные газоконденсатные залежи экранируются *покрышками* от 5 до 12 м (*Заполярье месторождение, Бованенковское месторождение* и др., Зап. Сибирь). Флюидопроницаемость глинистых толщ значительно увеличивается при содержании в них песчаных примесей и песчано-алевролитовых прослоев, способствующих развитию эффузии и диффузии газа, а также прорыву газа.

Экранирующая способность глинистых *покрышек* повышается с увеличением содержания в их составе монтмориллонита. Монтмориллонитовые глины по сравнению с каолинитовыми обладают большей пластичностью, однако при повышении геотемп-р в значительной степени теряют флюидоупорные свойства. Наилучшие экранирующие свойства глинистых *покрышек* сохраняются в интервалах темп-р 60–130 °С. При дальнейшем погружении при темп-рах св. 150 °С в результате уплотнения и растрескивания флюидоупорные свойства глин существенно ухудшаются.

– Хомогенные *покрышки* (каменная соль и ангидриты) обладают хорошими экранирующими свойствами, благодаря крайне малой пористости и высокой пластичности. В отличие от глинистых *покрышек*

повышение пластовых темп-р и давлений улучшает флюидоупорные свойства солей. Поэтому на больших глубинах (4–6 км) газовые залежи сохраняются почти исключительно под соленосными толщами.

При активном движении воды гидродинамич. фактор может приводить к смещению залежи на крылья поднятий, однако полное расформирование залежи маловероятно. В ряде бассейнов установлено экранирующее действие напора вод и образование гидродинамически экранированных залежей газа.

Лит.: Гиссо Б., Вельте Д., Образование и распространение нефти (пер. с англ.), М., 1981; Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Формирование нефтяных газовых и конденсатно-газовых месторождений, М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990; Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

В. А. Скоробогатов.

КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН – герметизация устья скважины на определенный период времени с целью сохранения ее ствола в процессе бурения либо после окончания бурения. К. с. проводится на непродолжительный срок (неск. месяцев) в процессе бурения при появлении в разрезе осложняющих горно-геологич. условий, при *кустовом бурении* до окончания сооружения всех скважин в кусте, при освоении м-ний до обустройства промысла либо на длительные сроки – после отработки м-ния. К. с., подготовленных к эксплуатации, заключается в установлении полного комплекта устьевого арматуры, после чего для пуска скважины необходимо лишь присоединить ее напорную линию к нефте- или газопроводу. Для сохранения пробуренного ствола отд. интервалы скважины, сложные неустойчивыми породами, на период консервации закрепляют цементным раствором (цементными мостами) или др. вязкими материалами (напр., смолами). При возобновлении работ в скважине эти интервалы разбуривают. При К. с. на продолжительный период времени устьевая арматура скважины покрывается *антикоррозионным покрытием*.

КОНСТРУКЦИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ – должна обеспечивать безопасную проводку скважины, изоляцию добываемого флюида от околоствольного пространства, проектную или ожидаемую производительность скважины, возможность проведения капитальных ремонтных работ и т. д.

Осн. элементы конструкции скважины являются эксплуатационная и технические колонны. Эксплуатационная колонна предназначена для надежной длительной эксплуатации скважин в течение всего срока разработки; глубина ее спуска выбирается в осн. в зависимости от глубины залегания подошвы продуктивного пласта, диаметр определяется условиями работы лифтовой колонны, обеспечивающей устойчивую проектную добычу пластового флюида и подвешенной внутри эксплуатационной колонны.

Технические (промежуточные) колонны обеспечивают качество и без-

аварийную проводку скважины до проектной глубины. Глубина спуска технич. колонн (*H*) определяется условиями: предупреждением прорыва пластового газа под башмаком предыдущей *обсадной колонны* при нефтегазопроявлении вскрываемого продуктивного горизонта и при закрытом *противовыбросовом оборудовании* ($H = 1.05 \times P_{\text{виз}} / K_{\text{прз}}$, где 1,05 – коэф. безопасности; $P_{\text{виз}}$ – давление на глуб. *z* при нефтегазопроявлении в ходе дальнейшего бурения со вскрытием продуктивного пласта при закрытом устье скважины, МПа; $K_{\text{прз}}$ – градиент давления гидроразрыва на глубине *z*, МПа/м); перекрытием зон с несовместимыми условиями бурения.

Глубина спуска первой промежуточной колонны наибольшего диаметра (трубного направления) составляет, как правило, не менее 60 м.

Иногда, до натаскивания осн. буровой техники на точку, на устье скважины предусматривается установка шахтового направления глуб. до 20 м (напр., с целью управляемой разгрузки давления газопроявлений при бурении и креплении под трубное направление и т. д.).

При стр-ве газовых скважин предусматривается подъем цемента до ее устья за всеми обсадными колоннами.

В ходе развития газовой пром-сти России конструкция скважин непрерывно совершенствовалась в области повышения эксплуатационной надежности, производительности по газу, герметичности колонн и т. д., что определялось открытием и вводом в разработку м-ний с повышенными дебитом газа, глубинами, давлением, темп-рой, содержаниями конденсата и коррозионно-активных элементов, наличием в разрезе *многолетнемерзлых пород*, необходимостью их размещения в труднодоступных тундровых, пойменных и болотистых зонах и т. д.

Широкое применение нашли скважины, сгруппированные на сравнительно небольших кустовых площадках, с конструкцией, обеспечивающей *дебит* газа до 1–2 млн. м³/сут, с эксплуатационными колоннами, состоящими из труб с повыш. герметичностью резьбовых соединений, а также скважины, оснащенные обсадными трубами с повыш. прочностью и коррозионной стойкостью.

Разработаны конструкции теплоизолированных скважин для предупреждения растепления, смятия колонн в зоне мерзлоты, образования парафинов и *газовых гидратов*, препятствующих добыче газа и нефти.

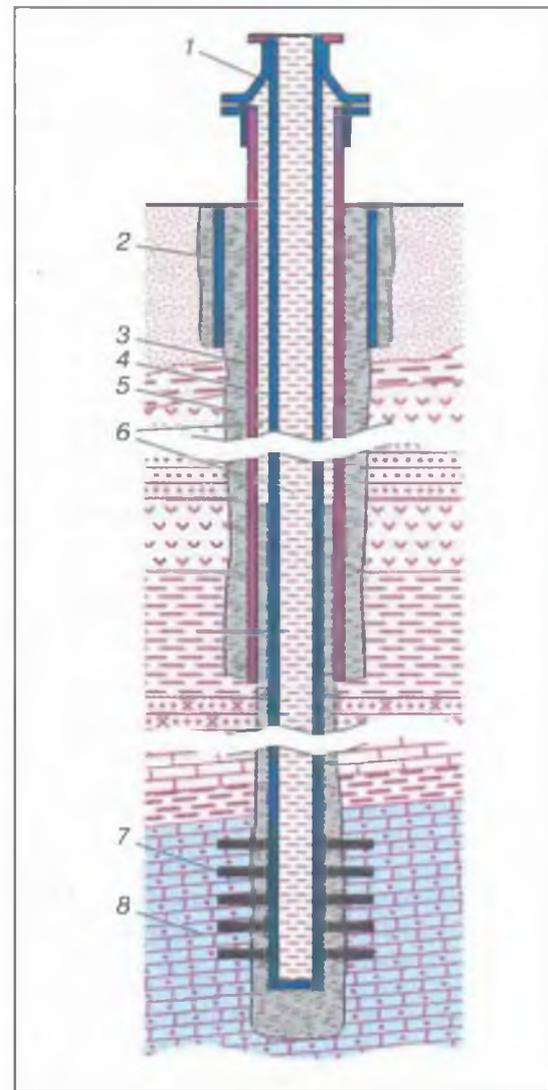
В районах развития мерзлоты размещение скважин в болотистой тундровой зоне и технология подготовки и стр-ва этих скважин имеет след. особенности: подготовка насыпных оснований для кустов из 7, 9 и 12 скважин (вертикальных и наклонно-направленных) с расстоянием между скважинами 40 м; создание накопителей отходов бурения и применение спец. установки для обезвоживания и нейтрализации этих отходов; опережающее бурение параметрич. скважин на кустовой площадке с целью определения

состава и свойств мерзлых пород, а также установка шахтового направления 530 × 14 мм глуб. 10–20 м; роторный способ бурения под направление и кондуктор с применением псевдопластичной промывочной жидкости для повышения устойчивости стенок скважины, что связано с обработкой раствора спец. реагентами; прямое цементирование всех колонн в одну ступень с применением в верх. части направления (426 мм), кондуктора (324 мм), технической (245 мм) и эксплуатационной (168 мм) колонн с использованием для этого облегченного *тампонажного материала*; применение в составе верх. секции эксплуатационной колонны труб с повыш. прочностью на смятие.

Лит.: Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, М., 1993. Регламент по выбору конструкции и технологии крепления скважин, рассчитанных на длительную эксплуатацию в условиях Бованенковского ГКМ, Тюмень, 1994; Регламент на проектирование подготовительных работ к бурению куста скважин Бованенковского месторождения, Тюмень, 1995.

В. С. Смирнов.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ – совокупность интервалов ствола скважины, концентричных им *обсадных колонн* и цементных колец за обсадными трубами, их геометрич. характеристики, включая



Конструкция скважины: 1 – колонная головка; 2 – направление; 3 – кондуктор; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – цементный камень; 6 – буровой раствор; 7 – перфорационные отверстия; 8 – продуктивный пласт.

профиль, диаметры, глубины, физико-механич. характеристики и конструктивные особенности осн. элементов (рис.).

К.с. должна обеспечить: достижение проектной глуб. при миним. затратах на весь цикл стр-ва; долговечность и надежность скважины; охрану недр и экологич. безопасность, что достигается надежной изоляцией всех вскрытых при бурении горизонтов; заданные режимы эксплуатации конкретной скважины при миним. затратах на единицу добываемой продукции; проведение исследований, связанных с контролем *разработки месторождения*; осуществление ремонтных работ.

Осн. исходные данные для проектирования К.с.: цель и назначение скважины, ее глубина; проектный горизонт и его *пластовое давление*; пластовые, поровые давления и давления гидроразрыва и поглощения бурового раствора горизонтов геологич. разреза; профиль скважины; проектная продуктивность скважины; насыщенность горизонтов и характеристика пластового флюида (газ, нефть, вода); содержание агрессивных компонентов; темп-ра и прочностная характеристика горн. пород; возможные осложнения, их приуроченность к интервалам; способы заканчивания скважины и ее эксплуатации.

Проектирование К.с. начинается с выбора диаметра эксплуатационной колонны, к-рый определяется исходя из: размера *насосно компрессорных труб*, методов эксплуатации скважины, возможности проведения контрольно-измерительных и ремонтных работ.

Выбор и расчет К.с. заключается в определении числа и диаметра обсадных колонн, глубины их спуска, вида этих колонн (сплошная, комбинированная, хвостовик), способа их спуска (в один прием, секциями), диаметра долот, способа *цементирования*, интервалов установки муфт ступенчатого цементирования, высоты подъема *тампажного материала* за обсадными колоннами, кол-ва центраторов и др. элементов оснастки обсадных колонн. Завершается проектирование К.с. выбором материала труб (стандартное, стойкое к коррозионному растрескиванию, нержавеющая сталь), расчетом обсадных колонн на прочность, в результате к-рого подбирают обсадные трубы по толщине стенок и длине секций.

При бурении скважин на морских акваториях с опорных или плавучих средств от водной поверхности к донному устью скважины устанавливают подвесную водоизолирующую колонку, к-рая служит для подъема промывочной жидкости к поверхности и является направлением для бурильной колонны при спуске ее в скважину.

В регионах с наличием *многолетне мерзлых пород* разрабатываются различные варианты теплоизолированных К.с., в к-рых предусматривается защита пород от растепления и повторного замерзания при бурении и эксплуатации скважин. Тепловая защита может быть «активной» и «пассивной». При «активной» тепловой защите в К.с. предусматриваются

контуры принудительной циркуляции хладагентов или используются т.н. сезонно-охлаждающие устройства, работающие по принципу тепловых трубок, в к-рых перенос холода с поверхности в глубину пород происходит за счет конвекции и фазовых переходов в хладоносителе. «Пассивная» тепловая защита обеспечивается заполнением межтрубных пространств материалами с низкими коэф. теплопроводности и применением теплоизолиров. двойных обсадных и лифтовых колонн (т.н. термокейс).

При стр-ве скважин в районах с наличием пластичных пород (соли, глины) проектируются спец. промежуточные колонны с повыш. прочностными показателями. Для повышения надежности К.с. соленосные отложения и интервалы залегания пластичных глин рекомендуется перекрывать двумя обсадными колоннами с обязательным их центрированием относительно друг друга и заполнением кольцевого межколонного пространства высокопрочным цементным раствором (цементным камнем).

При разбуривании, вскрытии и эксплуатации пластов, насыщенных флюидами с высокой концентрацией сероводорода, наблюдается разрушение металла бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, а также *устьевого оборудования*, обусловленное *коррозией и сульфидным растрескиванием*. Выбор металла труб является важным этапом проектирования К.с. при их стр-ве в условиях сероводородной агрессии. Для промежуточных колонн, из-под к-рых предполагается вскрывать сероводорододержащие интервалы, используются трубы из низколегиров. стали. При расчете толщины стенок для этих труб используется дополнительный коэф., учитывающий необходимость снижения растягивающих напряжений в условиях сероводородной агрессии.

Для эксплуатационных и лифтовых колонн часто используются комбиниров. колонны. В ниж. части скважины, где высокие темп-ры и давления усиливают общую коррозию, устанавливают трубы из нержавеющей стали с высоким содержанием хрома и никеля.

В верх. части обсадной колонны, где высокие напряжения растяжения и высокая опасность сероводородной коррозии, а интенсивность общей коррозии снижается, используют низколегированные трубы с применением *ингибиторов коррозии* в интервале установки этих труб.

Лит.: Серeda Н. Г., Соловьев Е. М., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1988; Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А., Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ, М., 1998.

А. Г. Потапов.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ НА ПХГ — обеспечивает безопасную работу *подземного хранилища газа (ПХГ)* при отборе и закачке газа. При проектировании скважины на ПХГ учитываются многократные и значительные изменения давления и темп-ры в стволе и *призабойной зоне* в зависимости от режимов эксплуатации,

сезонного чередования закачки и отбора газа, а также изменения технологич. параметров работы скважины.

Для обеспечения оптимальных условий вскрытия пласта предусмотрен спуск промежуточной колонны, к-рая рассчитывается на макс. внутр. давление, создаваемое при закачке и отборе газа.

Герметичность эксплуатационной колонны, рассчитанной на макс. внутреннее давление, создаваемое при закачке и отборе газа, обеспечивают трубы с высокогерметичными резьбами. На ПХГ применяются эксплуатационные колонны диам. 146, 168 мм и *насосно компрессорные трубы* диам. 73 и 89 мм, к-рые должны обеспечить заданную производительность скважины, вынос жидкости и твердых частиц с забоя. На хранилищах, где рабочие дебиты могут достигать 1 млн. м³/сут и выше, используют эксплуатационные колонны большого диам. 245 мм, насосно-компрессорные трубы — диам. 114 или 168 мм.

Стремление выбрать для хранения газа пласты с высокой проницаемостью приводит к тому, что многие из них сложены несцементиров. или слабосцементиров. породой, что приводит к разрушению призабойной зоны и выносу песка. Для контроля за выносом песка скважины оборудуются датчиками (рис. 1), а на забое скважины устанавливают спец. фильтры. Последние могут быть: гравийно-намывные, щелевые, сетчатые, керамич., металлокерамич., лавсановые, с титановым фильтрующим элементом, стекловолоконистые и др.

Фильтры с пористой средой (керамич., лавсановые и титановые) подвержены *кольматации* (проникновения



Рис. 1. Контрольно-диагностический комплекс «Стрела-001» для исследования скважин в автоматизированном режиме.

в них) глинистых частиц и при спуске в скважину и во время эксплуатации выдерживают незначительные перепады давления.

Гравийно-намывной фильтр — это целевой фильтр-каркас, являющийся внутр. экраном для гравия, доставляемого с устья скважины для заполнения кольцевого пространства между стенкой скважины и фильтром-каркасом (рис. 2). Гравийно-намывные фильтры устанавливаются в открытом стволе, в перфориров. части *обсадной колонны* или в расширенной призабойной зоне. Секции фильтров соединяются между собой и с др. элементами забойного оборудования с помощью муфт. Материалом для фильтра служит гравий, фракционный размер которого выбирается из расчета, чтобы медианный диаметр был в 5–6 раз больше медианного диаметра пластового песка. Размер щелей фильтра-каркаса выбирается в соответствии с гранулометрич. составом пластового песка и фракций используемого гравия. Длина фильтра определяется условием перекрытия интервала продуктивной части пласта-коллектора. Межвитковый зазор фильтра принимается

равным 90% от мельчайшей зернистости гравия.

Существуют разл. способы сооружения гравийно-намывных фильтров: метод обратной циркуляции; упрощенный метод прямой циркуляции; метод прямой циркуляции. Сущность всех методов состоит в том, что гравий для сооружения гравийного массива доставляется с устья скважины в призабойную зону жидкостью-носителем. После окончания процесса намыва гравия в скважине остается фильтровая компоновка и извлекается технологич. оборудование, к-рое использовалось для осуществления процесса сооружения гравийного фильтра. Эксплуатация скважины осуществляется по пакерной схеме через насосно-компрессорные трубы. Лифтовая колонна оборудуется: комплексом скважинного оборудования; эксплуатационным пакером механич. или гидравлич. действия; клапанами (циркуляционным, ингибиторным); приустевым клапаном-отсекателем (клапан аварийного глушения скважины).

При заканчивании скважины выбор промывочной жидкости существенно влияет на продуктивность и механич. свойства пласта, обеспечивая эффективную очистку забоя от выбуренной породы без осложнений и отклонений от технологич. регламента, сохранение или полное восстановление *проницаемости* призабойной зоны *коллектора* по завершении буровых работ, отсутствие негативного влияния на работоспособность бурового и скважинного оборудования в процессе стр-ва и последующего ее обустройства. Буровой раствор должен быть нетоксичным, взрыво- и пожаробезопасным.

Условия заканчивания скважины на ПХГ предусматривают применение промывочных жидкостей с плотностью от 0,7 до 1,8 г/см³ и устойчивыми показателями реологич. и фильтрационных свойств (эффективная и пластич. вязкости, статич. напряжение сдвига, показатели псевдопластичности, фильтрации и *водородный показатель*). При наличии в разбуриваемой породе глинистых минералов промывочная жидкость должна проявлять ингибирующее действие на гидратацию и диспергирование глин.

В качестве промывочных жидкостей используются жидкости на основе водных растворов солей, меловые эмульсии, пены. В качестве промывочных жидкостей на основе водных растворов солей используются безглинистые жидкости на основе хлоридов Na, Ca, K, аммонизиров. раствора нитрата аммония с добавлением загустителей типа карбоксиметилцеллюлозы, биополимеров и др.

При вскрытии пласта-коллектора на ПХГ используются глинистые растворы с добавлением баритового утяжелителя. Такие растворы, проникая в призабойную зону пласта, снижают его *коллекторские свойства* в результате коагуляции.

Для повышения продуктивности скважины применяются физико-химич. и ме-

ханич. методы очистки призабойной зоны пласта.

Для вскрытия продуктивных пластов с *коэффициентом аномальности пластового давления* ниже 0,9 применяются аэрированные жидкости, пены, методы равновесного бурения. Пены обладают хорошей несущей способностью для удаления шлама с забоя, низким гидростатич. напором, к-рый предотвращает загрязнение пласта. Применяются пенообразующие составы с добавкой твердой фазы (3-фазная пена) и без нее (2-фазная пена).

В. П. Казарян.

КОНТАКТНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ, см. в ст. *Установка фазового равновесия PVT*.

КОНТАКТНЫЕ ТАРЕЛКИ, см. в ст. *Колонное оборудование*.

КОНТРОЛЬНАЯ СКВАЖИНА — предназначена для наблюдения за положением уровня подземных вод, а также изменением *пластового давления*, температуры, нефтегазодонасыщенности пласта, перемещением *водонефтяного контакта* и *газонефтяного контакта* и др. Данные К. с. используют для контроля и регулирования процесса разработки нефтяной залежи. К. с. оснащаются контрольно-измерительными приборами или обслуживаются передвижными замерными установками. В зависимости от задачи контроля роль К. с. могут выполнять пьезометрич., наблюдательные, добывающие, нагнетательные и др. скважины.

КОНТРОЛЬНО - ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ РАСХОДОМЕР (КДК) — переносной микропроцессорный комплекс-расходомер, используемый для контроля режима эксплуатации газовой скважины. Разработан в 1995 ВНИИгазом совместно с СП «Совтексавтоматика».

КДК-2 комплектуется микропроцессорными электронными блоками, имеет авт. источник питания от батарей в искрозащищенном исполнении. Работоспособен в составе комплекта «Сокол» при температуре окружающего воздуха до -60 °С. При этом двух источников питания достаточно для авт. непрерывной работы в течение одного года. Объем информации о работе скважины, получаемой при использовании совместно комплектов «Сокол» и КДК-2, многократно превышает уровень, необходимый для определения параметров продуктивного пласта для обычных исследований скважин. Кроме *дебита* газа, одновременно дополнительно в реальном времени измеряют давление на буфере, в затрубном пространстве и в шлейфе. Это позволяет проводить гидродинамич. диагностику состояния ствола скважины, устьевой обвязки до входа в шлейф. Получаемая информация достаточна для учета влияния жидкости на *добычные возможности* скважины и диагностики ее технологич. состояния, может использоваться для прогнозирования на длительный период разработки м-ния.

В 1997 создан многоточечный микропроцессорный комплекс КДК-3, в состав к-рого включены: преобразователь — вычислитель, переносной ручной терминал



Рис. 2. Конструкция фильтра ФСК: 1 — труба-каркас; 2 — опорный стержень; 3 — профилированная проволока; 4 — перфорационные отверстия; 5 — контактная сварка.

«Nanter», комплект датчиков, средства коммуникации и защиты, программное обеспечение, комплект калибровочного оборудования, **контейнер для транспортировки** и хранения. Число входов контроллера – 19 (это позволяет подключать до 6 точек измерения расхода).

Комплекс имеет повыш. устойчивость к воздействию синусоидальных вибраций, ударов с ускорением до 10g и транспортной тряски. Калибровка вычислителя может производиться совместно с датчиками. Возможно подключение датчиков других типов, не входящих в комплект поставки (загазованности, выноса песка, минерализации и др.). Осн. относительная погрешность преобразования комплексом измеренных давления, перепада давления и темп-ры в расход или объем газа не превышает 0,5%. Приведенная погрешность измерения давления, перепада давления и темп-ры не превышает 0,1%. Интервал вычислений задается оператором и программируется в диапазоне от 1 до 100 с. КДК-3 имеет три программируемых порта, к-рые могут быть использованы для связи с др. устройствами. Связь с периферийными устройствами производится через 2-проводной высокоскоростной порт, что экономит затраты на установку. КДК-3 одновременно измеряет множество технологич. параметров, контролирует работу скважин газовых и газоконденсатных м-ний при кустовом размещении, осуществляет сбор информации и управл-ние объектами *газовых промыслов, компрессорных станций и станций подземного хранения газа.*

КДК-3 формирует массивы информации о технологич. параметрах объектов добычи газа, создает разл. варианты отчетов для распечатки и передачи информации в удаленные компьютеры или базы данных. Суммарный объем информации до 10 тыс. строк.

Пользователь по своему выбору конфигурирует входы/выходы, исходя из конкретных условий диагностируемого и управляемого промыслового объекта. Для обеспечения полного использования функциональных возможностей формируются разл. конфигурации. КДК-3 может одновременно производить вычисления расхода для двух измерительных трубопроводов с частотными датчиками расхода, 4 измерительных трубопроводов, оснащенных набором из двух датчиков перепада давления и темп-ры. Для куста из 5 скважин одного комплекта КДК-3 достаточно, чтобы измерить и сохранить информацию в объеме, достаточном для решения осн. задач разработки газового м-ния.

Разрабатываемые новые модификации КДК предполагается использовать в Зап. Сибири на скважинах, пробуренных в валанжинской залежи, а также для измерения давлений на устье неработающих контрольных скважин в длительном авт. режиме. Прорабатываются вопросы оснащения дополнительными датчиками для измерения содержания механич. примесей и воды в потоке газа и общей минерализации, датчиками давления и темп-ры

с дистанционным выходом на комплекс. Разработка ВНИИгазом автоматич. систем двойного назначения позволит осуществлять постоянный контроль за режимом эксплуатации и одновременно управлять процессами *удаления жидкости* и предотвращения разрушения *призабойной зоны* продуктивного пласта. Предполагаемая точность измерения давлений и дебита газа измерительных блоков автоматич. системы – не ниже 1–1,5%.

Лит.: Сиротин А. М. и др., Новые технологии и техника для информационного обеспечения процессов эксплуатации скважин, в сб.: Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа, М., 1998.

В. И. Шулятиков.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА буровой установки – состоит из датчиков, устанавливаемых в местах измерения параметров бурения, глубинного канала связи (электрич. или гидравлич.) и вторичных приборов, расположенных в месте, удобном для наблюдения.

Контролируемые параметры *режима бурения* – нагрузка на крюке, крутящий момент на роторе, частота вращения ротора, *механическая скорость бурения*, давление и расход промывочной жидкости (промывочного агента), подача инструмента, нагрузка на долото. Скважинные измерительные системы – турбохотометры (приборы контроля частоты вращения вала *турбобура*), инклинометры (приборы для измерения угла наклона и азимута в отд. точках ствола скважины), измерители осевой нагрузки на долото, комплексные забойные системы навигации бурильного инструмента при проводке наклонно-направленных и/или горизонтальных скважин – предназначены для контроля на забое скважины в процессе бурения.

К. И. Джафаров.

КОНУС ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ – локальная деформация поверхности подошвенной пластовой воды в окрестностях работающей газовой скважины. Образуется в водоплавающих газовых залежах под забоями *эксплуатационных газовых скважин.*

Деформация поверхности газ – вода происходит под действием вертикального перепада давления между *забойным давлением* в скважине и давлением в водоносной области.

Вероятность образования К. п. в. в значительной степени зависит от анизотропии продуктивной толщи в зоне вскрытия ее скважиной (наличие, кол-во и протяженность пропластков-коллекторов, глинистых перемычек и пр.).

Технологический режим эксплуатации газовой скважины предусматривает создание условий по недопущению образования К. п. в. Эти условия контролируются величиной *предельной безводной депрессии.*

Для горизонтальных скважин вместо конуса могут образовываться водяные валы вдоль ствола скважины.

Образование К. п. в. приводит к преждевременному прекращению газовой скважины (выбытию ее из действующего фон-

да скважин), необходимости проведения сложных капитальных ремонтов скважин.

Прогноз возможности образования К. п. в. осуществляется с помощью спец. математич. моделей. Контроль за проявлением водяного конуса проводится с использованием геофизических методов и средств.

Лит.: Басниев К. С. и др., Подземная гидромеханика, М., 1993; Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995.

Г. А. Зотов.

КОНЦЕНТРАЦИЯ [новолат. *concentratio* – от лат. *con(cum)* – с, вместе и *centrum* – средоточие, центр] – величина, выражающая относительное содержание данного компонента (составной части) в смеси или растворе. К. выражают обычно в виде кол-ва вещества на ед. массы или объема объекта окружающей среды (воздух, вода, почва и др.). Кол-во данной составной части и кол-во всей смеси могут быть выражены в весовых единицах (г, кг и пр.); в атомных, мол., эквивалентных и пр. единицах (грамм-атом, моль, грамм-эквивалент); в объемных единицах (л, мл и др.). При этом относительное содержание может быть выражено в долях, в процентах (по массе или по объему), числом единиц в единице объема.

КОНЦЕПЦИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ, см. в ст. *Экологическая политика.*

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ МЕТОД ПРЕЛОМЛЕННЫХ ВОЛН, см. в ст. *Сейсмическая разведка.*

КОРРЕЛЯЦИЯ (от лат. *correlatio* – соотношение) пластов, параллелизация пластов, – прослеживание на определенной площади свойств или признаков пласта как единицы точечного разреза (скважины, геологич. обнажения). При К. пластов, как правило, прослеживаются единицы разрезов, проиндексированные как продуктивные пласты. К. может проводиться по разл. признакам (по литологии, параметрам пласта, статистич. параметрам, геохимич. показателям и т. д.). В случае неоднородного строения пласта по его простираанию в теле пласта могут отмечаться размыты, фациальные замещения, зоны выклинивания и т. д.

К. осуществляется по промыслово-геофизич. данным разл. видов каротажа с учетом анализа *керн* и региональных геологич. и палеогеоморфологич. ситуаций. К. пластов нефти и газа сопровождается выделением в разрезе продуктивной и водоносной частей *коллектора*, прослеживанием их по площади. При К. пластов, представленных песчаными коллекторами, используются данные электрокаротажа; для карбонатных коллекторов дополнительно применяется радиоактивный каротаж. В результате устанавливается местная номенклатура продуктивных пластов с цифровым, буквенным или буквенно-цифровым обозначением; нумерация возрастает сверху вниз. Большую помощь при К. разнофациальных пластов оказывает применение принципов седиментационной цикличности с учетом влияния палеорельефа на стратиграфич.

Таблица. Показатели коррозионной агрессивности грунта

Коррозионная агрессивность	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом м	Средняя плотность катодного тока, А/м ²
Низкая	св. 50	до 0,05
Средняя	20–50	0,05–0,20
Высокая	менее 20	св. 0,20

полноту и литологич. состав циклов. В результате К. пластов строятся геолого-геофизич. схемы сопоставления продуктивных пластов по всем скважинам, лежащие в основе построения разнообразных карт: коллекторов, *покрышек*, палеофациальных, геологических и др.

С. В. Миронова.

КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ ГРУНТА – способность грунта к физико-химич. взаимодействию с металлом, ведущему к разрушению последнего.

К. а. г. определяется влажностью, пористостью, проницаемостью грунта, составом газовой фазы его порового пространства, содержанием в грунте органич. соединений, кислот, сульфат-восстанавливающих бактерий, а также величиной рН, минерализацией, составом минеральных солей грунтового электролита. К. а. г. по отношению к углеродистым сталям (осн. конструкционный материал) определяется при полном влагонасыщении (табл.) по уд. электрическому сопротивлению грунта и плотности поляризующего тока, по отношению к свинцу, по величине рН грунта и содержанию в нем гумуса и нитрат-ионов, по отношению к алюминию, по величине рН и содержанию ионов хлора и железа. При выборе средств защиты подземных сооружений от *коррозии* учитывается показатель К. а. г., характеризующий наибольшую коррозионную агрессивность.

К. а. г. – непостоянная величина. На нее влияет темп-ра металлич. поверхности сооружения. Кроме того, К. а. г. меняется под воздействием пром. стоков минерализованных вод, вносимых в почву минеральных удобрений, повышения (понижения) уровня грунтовых вод (при смене времен года), из-за гидромелиоративных работ и др., что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации подземных сооружений.

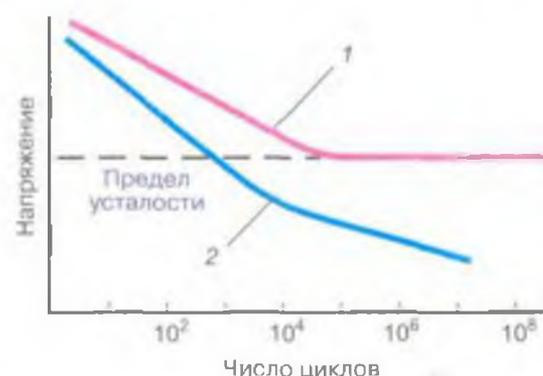
Указанные критерии оценки К. а. г. относятся к электрохимич. коррозии и электрокоррозии, вызываемой *блуждающими токами*, и не могут быть применены к коррозионному растрескиванию под напряжением и определению коррозионно-опасных участков подземных газопроводов.

Н. А. Петров.

КОРРОЗИОННАЯ УСТАЛОСТЬ – растрескивание металла под действием циклических растягивающих или знакопеременных напряжений и коррозионной среды. Зависимость кол-ва циклов изменения напряжений до разрушения металла от величины напряжений показана на рис.

Отличительной чертой поведения металла в коррозионной среде является отсутствие т. н. предела усталости, характерного для его поведения на воздухе (а более корректно в вакууме), ниже к-рого разрушение практически отсутствует. Т. е. при одновременном воздействии переменных напряжений и коррозионной среды разрушение происходит при любой нагрузке, если число циклов достаточно велико. Для характеристики склонности металлов к К. у. обычно используют понятие «условный предел коррозионно-усталостной прочности», т. е. макс. величину циклически меняющегося напряжения, к-рое не вызывает разрушения образца при заданном кол-ве циклов. В отличие от *коррозионного растрескивания под напряжением*, вызываемого определенными специфичными для каждого металла ионами, К. у. проявляется в любых коррозионных средах. В частности, результаты усталостных испытаний материалов на воздухе могут различаться в зависимости от влажности и наличия пр. примесей. Все эти особенности делают К. у. особо опасным видом разрушения, приводящему к резкому, иногда катастрофич. уменьшению несущей способности объекта.

Трещины при К. у. сталей развиваются транскристаллитно и в отличие от разрушения на воздухе возникает не одна, а неск. трещин. При этом корреляция между механ. характеристиками сталей при статич. и циклич. нагружениях на воздухе и условным пределом К. у. практически отсутствует. Среднелегированные стали лишь немногим устойчивее к К. у., чем углеродистые стали. Термич. обработка не увеличивает стойкость сталей к К. у., хотя остаточные напряжения всегда вредны. У всех сталей стойкость к К. у. в соленой воде меньше, чем в пресной. Для разных материалов существует своя критич. скорость коррозии, ниже к-рой коррозионный процесс



Характер зависимости «напряжение – число циклов» на воздухе (1) и в коррозионной среде (2).

не оказывает влияния на усталостную прочность.

Разрушения в результате К. у. широко распространены в нефтяной, химич., металлургич., авиационной и др. отраслях пром-сти. К. у. подвержены лопатки турбин реактивных двигателей и гидроэлектростанций, паро- и водопроводы, гребные винты и валы кораблей, детали самолетов, автомашин и разных механизмов, канаты и тросы разл. назначения, стальные штанги насосов для откачки нефти и пр.

В газовой отрасли данный вид разрушения характерен для деталей компрессоров, бурильных труб, вероятен для элементов морских платформ, *магистральных газопроводов* на суше и особенно в морских условиях. Нагрузки циклич. характера возникают в результате механ. воздействий, сезонных пучений и подвжек грунта, грязевых потоков, сейсмических явлений, изменения размеров при температурных колебаниях, флуктуаций давления природного газа, подводных течений, волн, приливов, отливов и т. д.

Методами борьбы с К. у. являются применение *катодной защиты, антикоррозионных покрытий, ингибиторов коррозии*, воздействие на эксплуатационную среду с целью снижения ее коррозионной агрессивности (напр., удаление кислорода).

Лит.: Похмурский В. И., Коррозионно-усталостная прочность сталей и методы ее повышения, К., 1974; Кеше Г. Коррозия металлов (пер. с нем.), М., 1984; Улиг Г. Г., Ревин Р. У., Коррозия и борьба с ней (пер. с англ.), Л., 1989.

Ю. И. Куделин.

КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (КРН), стресс-коррозия, – специфич. вид коррозионного разрушения металлов и сплавов, к-рое происходит при одновременном воздействии коррозионной среды, внеш. или внутр. растягивающих напряжений с образованием трещин, приводящих к потере функциональных свойств изделия. Для каждого металла и сплава существуют предельные (критические) напряжения, химич. состав среды и значения потенциала, к-рые определяют стойкость к КРН. Напряжение, превышающее предел текучести, всегда является опасным.

При КРН видимые трещины на поверхности металла появляются по прошествии скрытого инкубационного периода, после к-рого наступает период развития трещины, переходящий в период разрушения. В зависимости от механизма растрескивания трещины могут быть транскристаллитными и межкристаллитными. Разрушения металлов от КРН происходят в средах, в к-рых повреждения от общей коррозии весьма незначительны или вообще отсутствуют.

КРН может вызываться паводороживанием (подробности см. в ст. *Внутренняя коррозия и Коррозионный контроль*), локальным электрохимич. растворением и снижением уровня поверхностной энергии металла за счет избирательной

адсорбции на его поверхности компонентов среды.

В газовой промышленности явление КРН проявляется на *магистральных газопроводах* большого диаметра, а также на м-ниях природного газа, содержащих сероводород. Механизм КРН магистральных газопроводов недостаточно изучен. В основном имеет электрохимическую природу. В анаэробных грунтах возможно усиление КРН под воздействием микробиологического фактора. Характерным признаком трещин КРН является оглеение грунта (окрашивание в голубовато-серые, серые, зеленоватые цвета) на глуб. до 10–12 см от поверхности трубы в зоне образования колонии трещин.

В вершинах трещин реализуется механизм коррозионно-механического растрескивания, кинетика которого определяется микро- и макропульсациями давления газа, составом стали, ее структурой и прочностью, составом электролита, значениями коэффициента интенсивности напряжений, которые влияют на периодичность и степень раскрытия и закрытия трещин.

При исследовании образцов стали, отобранных с труб, поврежденных КРН, наблюдаются коррозионные (широкие с тупым концом) трещины и узкие ветвистые межкристаллитные трещины, имеющие характер вязкого разрушения. Признака-

ми преим. вязкого растрескивания являются пластич. деформация металла, прилегающего к вершинам трещин, следы пластич. деформации металла – на боковых поверхностях трещин, а также затупленная форма вершины трещин.

Из опыта эксплуатации магистральных газопроводов известно, что КРН происходит при напряжении стальной стенки трубы 0,6–0,7 от значения предела текучести, и наиболее интенсивно проявляется на газопроводах диаметром 1220–1420 мм с *антикоррозионным покрытием* липкими полимерными лентами трассового нанесения. Колонии трещин локализуются в зонах отслоения пленочной изоляции в условиях нестационарного увлажнения тела трубы грунтовыми водами специфического состава.

Колонии трещин, приводящих к разрыву трубопровода, ориентированы преим. параллельно оси трубопровода и локализованы в ниж. части трубы, а на криволинейных участках – перпендикулярно изгибающим напряжениям, как правило, на уровне колебания водотоков грунтовых вод, пересекающих газопровод. Исследование влияния *электрохимической защиты* на КРН магистральных газопроводов показало, что интенсивность поглощения водорода стальной стенкой трубы под воздействием катод-

ной поляризации недостаточна для развития трещин по механизму водородного растрескивания для сталей категории прочности Х70 при существующих режимах *катодной защиты*. Исключение могут составлять специфические грунтовые условия с высоким содержанием промоторов водорода в грунтовом электролите.

Статистика разрывов трубопроводов указывает на локальное торможение развития трещин КРН под действием катодной защиты, которое проявляется в отсутствии трещин в открытых дефектах защитного покрытия и зонах, непосредственно прилегающих к этим дефектам. Основными факторами КРН, подтвержденные статистикой отказов магистральных газопроводов, – влияние технологии изготовления труб и стального листа, сезонных подвижек грунта; увеличение числа отказов с увеличением диаметра газопровода, прочности стали; снижение или практическое отсутствие отказов на возвышенных участках прокладки газопроводов и на газопроводах с битумной изоляцией. Основные, недостаточно изученные группы факторов, влияющие на КРН магистральных газопроводов, показаны на рис.

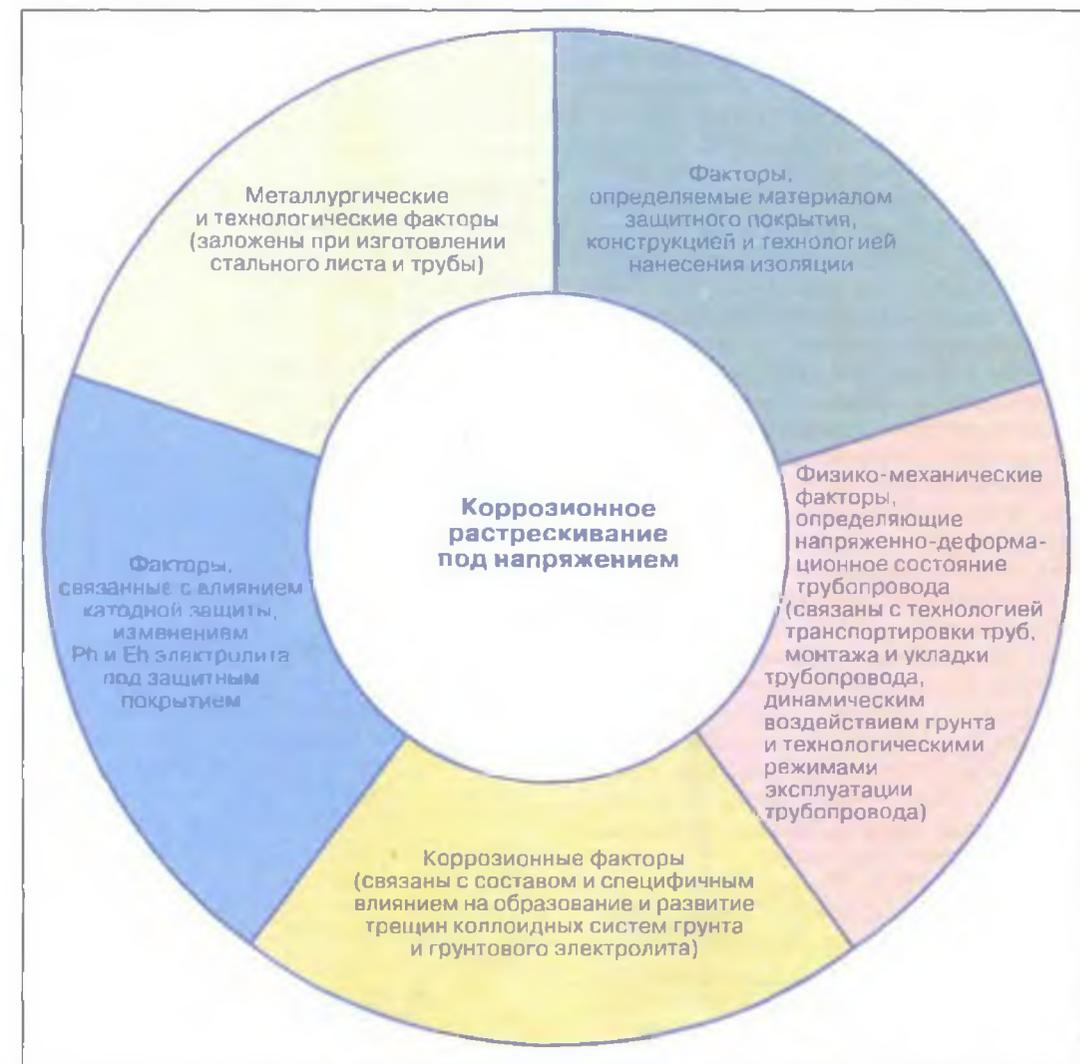
Склонность исследуемых коррозионных систем к КРН оценивается по относительному удлинению и сужению образцов, а также по времени образования трещин и характерному (ок. 45°) углу плоскости разрушения при испытании методом медленной деформации образца с постоянной скоростью в разных средах, в частности суспензиях грунтов.

Лит.: Галиуллин З. Т. и др., Переиспытание и комплексное обследование магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии, в сб.: Газовая промышленность. Транспорт и подземное хранение газа. Обзорная информация, М., 1996; Петров Н. А., Фатраханов Ф. К., Основные результаты коррозионного обследования магистральных газопроводов Красноуральского ЛПУ с ленточной полимерной изоляцией на участках, подверженных КРН, в сб.: Материалы конференций, совещаний, семинаров. Семинар по коррозионному растрескиванию газопроводов под напряжением, М., 1999; Лубенский С. А. Определение способности грунтов вызывать коррозионное растрескивание магистральных газопроводов методом медленной деформации с постоянной скоростью, там же; Игнатенко В. Э., Маршakov А. И. и др., Влияние катодной поляризации на скорость коррозионного растрескивания трубных сталей, «Защита металлов», 2000, т. 36, № 2.

Н. А. Петров.

КОРРОЗИОННО-ОПАСНЫЕ УЧАСТКИ магистральных трубопроводов – участки, наиболее подверженные *подземной коррозии*.

Подземный трубопровод – многоэлектродная система в виде рассеянных по его поверхности коррозионных микро- и макроэлементов. Неблагоприятное для конкретного участка сооружения сочетание коррозионных свойств грунта с характером распределения дефектов в защитном покрытии, состоянием поверхности металлов приводит к созданию коррозионно-опасных условий для сооружения.



Группы факторов, влияющие на коррозионное растрескивание под напряжением магистральных газопроводов.

Для оценки опасности подземной коррозии стальных конструкций без изоляции используется критерий – коррозионная агрессивность грунта, учитывающий уд. электрич. сопротивление грунта и ср. плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ.

Для протяженных подземных сооружений предложен дополнительный критерий – коррозионная активность участка трассы, к-рый учитывает влияние неоднородности трассы на создание коррозионных гальванич. элементов: протяженных пар дифференциальной аэрации, местной неоднородности грунта, различия глубины заложения конструкции и т.п. Коррозионная активность участка трассы оценивается по изменению кислородной проницаемости грунтов вдоль трассы и среднему омич. сопротивлению данного участка.

Для изолированных газопроводов большого диам. (1020–1420 мм) решающее значение приобретают факторы, зависящие от качества защитного покрытия, характера и распределения в нем сквозных повреждений. Для оценки их коррозионной опасности введен обобщенный критерий – коррозионная опасность участка трубопровода, наиболее полно учитывающий комплекс факторов, влияющих на коррозию конкретного участка. Для локализации участков высокой и повышенной коррозионной опасности учитывают параметры, характеризующие локальную скорость коррозии сооружений.

К зонам высокой коррозионной опасности относятся участки трубопроводов, на к-рых произошли отказы по коррозионным причинам (разрывы, свищи), обнаружены коррозионные язвы или трещины глубиной св. 15% от толщины стенки трубы, а также участки, на к-рых скорость локальной коррозии достигает 0,3 мм/год и превышает эту величину.

К зонам повышенной коррозионной опасности относятся участки трубопровода, имеющие коррозионные дефекты (язвы и/или трещины) глубиной от 5 до 15% от толщины стенки трубы и участки, на к-рых скорость коррозии 0,1–0,3 мм/год.

Участки со скоростью коррозии 0,01–0,1 мм/год относятся к зонам

умеренной коррозионной опасности.

Скорость локальной коррозии определяется по результатам расследования коррозионных отказов (разрывов или свищей), инструментального обследования газопроводов в шурфах и по данным внутритрубнои дефектоскопии газопроводов. Динамика изменения скорости коррозии оценивается по показаниям индикаторов коррозии, стационарно устанавливаемых в зонах повыш. и высокой коррозионной опасности газопровода. На рис. показана схема высокочувствительного индикатора коррозии (а) и результаты его применения (б) при выполнении мобильного коррозионного мониторинга.

На выявленных К.-о.у. предусматривается первоочередная диагностика коррозионных поражений методами внутритрубнои дефектоскопии и электрометрии, выявление сквозных дефектов в изоляции, детальный контроль поляризационного потенциала по протяженности газопровода, меры по усилению систем электрохимической защиты (включая резервирование, дистанционный контроль), установка контрольно-диагностич. пунктов для наблюдения за кинетикой коррозии, периодич. выполнение мобильного коррозионного мониторинга.

Лит.: Петров Н. А., Маршаков А. И., Михайловский Ю. Н. и др., Разработка методологии и создание приборной базы коррозионного мониторинга многониточных систем магистральных газопроводов Современная проблема трубопроводного транспорта газа. М., 1998; Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов, М., 2002.

Н. А. Петров.

КОРРОЗИОННО-СТОЙКАЯ СТАЛЬ – сплав на основе железа, содержащий св. 12% хрома, стойкий в атм. условиях и в нек-рых коррозионно-агрессивных средах. Они сохраняют металлич. блеск вследствие *пассивации* поверхности путем образования плотной прозрачной окисной пленки толщиной порядка 0,1 нм. Хром, равновесный электрохимич. потенциал к-рого 0,74 В, легко пассивируется и переносит это свойство на стали, если его содержание достаточно для образования защитной пленки. Окисная пленка Cr^{+3} устойчива на воздухе даже в присутствии примесей CO_2 , H_2S , SO_2 , но теряет устойчивость в средах, содержащих Cl^- и нек-рые другие ионы, а также в восста-

новительных средах. С увеличением содержания хрома в сталях увеличивается их противокоррозионная стойкость.

В зависимости от условий работы и требуемых свойств изделий из К.-с.с. (жаростойкости, жаропрочности, стойкости и т.д.) в их состав вводят добавки легирующих элементов (Si, Mn, Ni, Mo, V, Ti, W и др.), что в сочетании с технологией изготовления изделия (горячая и холодная деформация, термич. обработка) определяет структуру металла, влияет на механич. свойства и стойкость против *коррозии* и разл. видов разрушений, вызываемых коррозионно-агрессивными средами.

Основные виды коррозионных разрушений, характерные для газовой отрасли: электрохимич. растворение всей массы металла с последующим превращением его в продукты коррозии (соединения с анионами рабочей среды); *межкристаллитная коррозия*, *питтинговая коррозия*, *сульфидное растрескивание*, *водородное растрескивание*.

При разл. кол-вах введенных легирующих элементов и углерода получают сплавы, к-рые при охлаждении на воздухе имеют разл. структуры: аустенитные – твердый раствор углерода в -железе с гранцентрированной кубич. решеткой обладает повышенными пластич. и невысокими прочностными свойствами; ферритные – твердый раствор углерода в -железе с объемноцентрированной кубич. решеткой; мартенситные – пересыщенный твердый раствор углерода в -железе с объемноцентрированной тетрагональной решеткой характеризуется высокой твердостью, пониженными пластич. и повыш. прочностными свойствами; двухфазные – аустенитно-ферритные, аустенитно-мартенситные и др. Кол-во и относительное содержание структурных фаз частично регулируются термообработкой.

При выборе сталей для изготовления изделий для эксплуатации в конкретных условиях учитываются: механич. (прочностные, вязкопластичные и др.) свойства; стойкость против коррозионных разрушений, вызываемых рабочими средами или окружающей средой; стоимость сталей; возможность защиты от коррозионных разрушений др. методами (использование *ингибиторов коррозии*, *антикоррозионных покрытий*, осушкой ра-

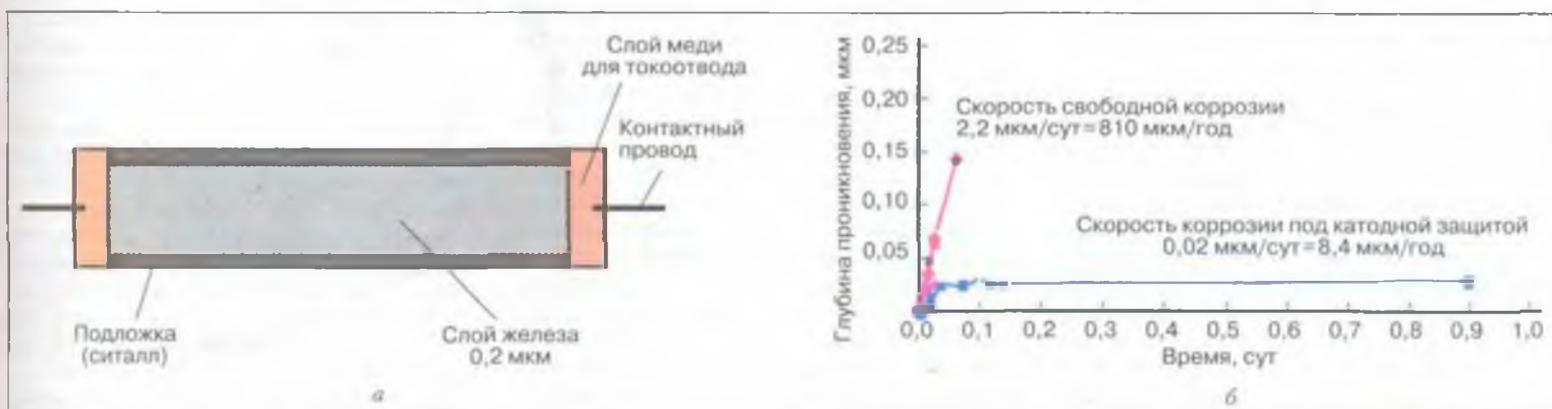


Схема высокочувствительного индикатора коррозии (а) и результаты его применения (б)

бочей среды от влаги с целью снижения до возможного минимума электрохимич. процессов коррозии и др.); проектные сроки эксплуатации изделий; ожидаемая скорость коррозионных разрушений.

Против отд. видов коррозионных разрушений достаточной стойкостью могут обладать углеродистые и низколегированные К.-с.с., не содержащие дорогих легирующих элементов (Cr, Ni, Mo и др.) или содержащие их в небольших кол-вах. Так, в сероводородосодержащих средах против сероводородного растрескивания под напряжением и водородного растрескивания газосборных трубопроводных сетей удовлетворительной стойкостью могут обладать углеродистые стали с небольшим содержанием углерода, а также более прочные низколегированные стали, содержащие небольшое кол-во Nb, V, Mo и др. при условии изготовления изделий по спец. технологии с применением оптимальной термообработки изделий и монтажных сварных соединений. При этом достаточная защита от общей электрохимич. коррозии, вызываемой добываемой из газовых скважин продукцией, может быть осуществлена вводом в продукцию ингибитора коррозии или др. методами. По этой причине под термином К.-с.с. следует понимать стали, стойкие не только против поверхностной коррозии (электрохимич.), но и против др. видов разрушений стальных изделий, вызываемых коррозионно-агрессивными средами.

Характеристикой стойкости К.-с.с. против сплошной общей коррозии служит 10-балльная шкала коррозионной стойкости, где критерием стойкости является *скорость коррозии*.

Стойкость К.-с.с. против питтинговой коррозии оценивается глубиной проникновения питтинга, а против межкристаллитной коррозии – глубиной проникновения коррозии в ед. времени (мм/год).

Характеристикой стойкости против сульфидного растрескивания принимается условное пороговое напряжение $\sigma_{пор}$ – макс. напряжение растяжения, при котором не происходит разрушения образцов в течение 720 ч при испытании в насыщенном сероводородном водном растворе (5% NaCl + 0,5% CH₃COOH) при $t = 0 \pm 3$ °C. Этот показатель часто выражают в долях от миним. гарантируемого предела текучести $\sigma_{0,2}$ (напр., $\sigma_{пор} \geq 0,7 \sigma_{0,2}$). В качестве характеристики стойкости сталей против водородного растрескивания в газовой отрасли применяются показатели водородного растрескивания в %: показатель длины трещин (отношение длины трещин типа расслоения к ширине образца) и показатель толщины трещин (отношение толщины трещин к толщине образца), определяемых по спец. методике.

Применимость К.-с.с. с известными (определяемыми экспериментально) характеристиками стойкости оценивают с учетом функционального назначения изделия и условий работы. Для разных изделий могут требоваться разл. показате-

ли стойкости (в мм/год): скорость сплошной коррозии толстостенных сосудов и аппаратов – до 0,25 и более, для стенок небольшой толщины – до 0,1, для уплотняющих деталей *запорной арматуры* – не более 0,001. Требования по стойкости против сероводородного и водородного растрескивания также могут быть неодинаковыми для разл. изделий и условий их работы: для не испытывающих высоких механич. напряжений изделий – $\sigma_{пор} \leq 0,6 \sigma_{0,2}$, показатели водородного растрескивания по длине трещин до 20%, а по толщине – до 6%; для изделий в условиях больших механических напряжений растяжения (близких к $\sigma_{0,2}$) – $\sigma_{пор} \geq 0,8 \sigma_{0,2}$; показатель длины $\leq 3\%$, показатель толщины $\leq 1\%$.

На объектах добычи, переработки и при транспортировке *сероводородсодержащего газа* и сопутствующих жидких углеводородов с примесями содержащей хлориды пластовой минерализованной и конденсационной воды осн. видами коррозионных разрушений стального оборудования и труб являются электрохимич. коррозия, а также сероводородное и водородное растрескивание. В отд. случаях наблюдается наложение на электрохимич. коррозию эрозийного воздействия твердых механич. примесей в газожидкостном потоке в виде выносимых из скважины частиц горн. пород, цемента, окалина с внутр. поверхности труб и др., а также наложение явлений кавитации (образование в капельной жидкости разрывов сплошности с появлением полос-тей) в местах с кавитационным режимом обтекания. На участках переработки газа может иметь место химич. (газовая) коррозия при повышенных темп-рах. На объектах добычи сероводородсодержащего газа и жидких углеводородов К.-с.с. должны противостоять любому виду разрушений, при этом обладать требуемыми прочностными и вязкопластичными свойствами. Защита от сплошной коррозии осуществляется в большинстве случаев с помощью ингибиторов, но в отд. случаях применяются высоколегиров. (нержавеющие) стали. Нарезные трубы из низколегиров. сталей, соединяемые в сплошную герметичную колонну с помощью резьбовых соединений (*обсадные колонны* и *насосно-компрессорные трубы*), в зависимости от глубины скважины могут иметь прочностные свойства, характеризующиеся пределом текучести $\sigma_{0,2}$ 373–980 МПа. Сочетание необходи-

мых прочностных свойств со стойкостью против сероводородного растрескивания достигается введением в состав стали небольших добавок легирующих элементов (Cr, Mo, V, Ti, W и др.) и оптимальной технологией изготовления труб. В случае высокой коррозионной агрессивности рабочих сред и повышенных темп-р (св. 100 °C) добываемой продукции, содержащей повыш. концентрации H₂S и CO₂, а также минерализов. пластовую воду, и в случаях, обоснованных технически и экономически, применяют высоколегиров. стали и сплавы, содер-

жащие св. 12% Cr, Ni, с добавками упорочняющих элементов (Mo, V и др.) и с оптимальной технологией изготовления.

Трубопроводы обвязки скважин, газосборные промышленные сети от скважин до установок промысловой обработки газа (отделение от газа жидких углеводородов, *пластовой воды*, твердых примесей, осушки и т.д.) строятся, как правило, методом стыковой сварки из бесшовных труб диам. от 57 до 426 мм, изготавливаемых из углеродистых (содержание углерода до 0,25% и менее) или низколегиров. сталей (с добавками Cr, V, Nb, Mo и др.) в исполнении, стойком против сероводородного и водородного растрескивания с применением оптимальной технологии изготовления: выплавка металла требуемого состава с миним. кол-вом вредных примесей (S, P, As и др.) с применением внепечной обработки (ковшового рафинирования), где корректируется химич. состав стали, удаляются избыточные вредные примеси, газы и др. Прочностные свойства металла бесшовных труб обычно невысокие (предел текучести от 250 до 420 МПа).

Трубопроводы диам. св. 426 мм строятся из электросварных прямошовных или спирально-шовных труб, изготовленных из листовой низколегиров. стали, термообработанной по режиму «нормализация», «закалка + отпуск» или «контрастируемая прокатка» (предусматривает прокатку с одновременным регулированием темп-ры и степени деформации для получения мелкого зерна и заданных механич. свойств) с ускоренным охлаждением и последующим оптимальным отпуском. Важным показателем труб, соединяемых сваркой, является показатель свариваемости труб, зависящий от химич. состава стали, характеризующийся эквивалентом углерода C_э, определяемого по эмпирич. формулам, учитывающим способность легирующих элементов образовывать при охлаждении расплавленного (в процессе сварки) металла твердые закалочные структуры, придающие сварному соединению хрупкость и даже провоцирующие появление трещин при затвердении. Учитывая, что при эксплуатации трубопровода в сероводородсодержащих средах металл охрупчивается вследствие *наводороживания*, макс. показатель C_э снижается до 0,36–0,38% (для обычных рабочих сил C_э – 0,46%).

Сосуды и аппараты больших диаметров (газосепараторы, теплообменники, емкости, абсорберы, десорберы и т.д.) для сероводородсодержащих сред изготавливаются также из низколегиров. или углеродистых толстолистовых сталей. В отд. случаях аппараты, работающие в контакте с агрессивными средами при темп-рах св. 100 °C, изготавливают из высоколегиров. листовых сталей или применяют плакированные (покрытые тонким в 2–3 мм слоем высоколегиров. нержавеющей стали) листовые стали.

Высоколегиров. стали в газовой отрасли применяются для изготовления элементов подземного оборудования сква-

Таблица. Элементы обустройства Оренбургского комплекса по добыче и переработке сероводородсодержащего газа (оценка результатов эксплуатации в 1970–95)

Наименование изделий	Материалы изготовления	Основные виды коррозионных разрушений (их причины)
Трубы нарезные насосно-компрессорные (лифтовые) в исполнении, стойком против трещин	Стали марки С-75, С-95, L-80 низколегированные термообработанные; предел текучести до 637 МПа	Растрескивание (неправильная термообработка; холодный наклеп от ударов при монтаже; надрезы на теле от монтажного инструмента). Общая коррозия труб ниж. части колонны (недостаточное ингибирование: неправильное проведение солянокислотной обработки скважин)
Трубы нарезные обсадные	То же	Нарушение герметичности колонны (неправильная термообработка, общая коррозия, нарушение технологии солянокислотной обработки скважин и ингибирования)
Подземное оборудование управления работой скважин (пакеры, клапаны, муфты, пружины и др.)	Высоколегированные стали и сплавы (хастеллой, монель-металл, инконель), Уранус 50 (двухфазная аустенит-ферритная сталь)	Растрескивание (неправильная термообработка – Уранус 50, повышенная твердость – монель К-500)
Фонтанная арматура, оборудование устья скважины	Уранус 50 (лигой корпус задвижек); монель-металл (уплотнительные элементы); инконель (штоки и др.)	Растрескивание (повыш. твердость – Уранус 50 и монель К-500), питтинговое разрушение уплотнительных деталей

жидкостей, где требуется высокая коррозионная стойкость (глубинные клапаны, пакеры в скважинах и т. д.), а также деталей наземной фонтанной и трубопроводной арматуры, расходомеров, приборов и др. В табл. приведены примеры типичных разрушений труб и элементов оборудования сероводородсодержащими средами *Оренбургского месторождения*. Комплекс мероприятий по коррозионной защите оборудования на сероводородсодержащих объектах газовой промышленности включает: применение труб и оборудования, стойких против сероводородного и водородного растрескивания; снижение вызываемых внутр. давлением расчетных напряжений растяжения в металле изделий (труб, аппаратов и т. д.); увеличение на общую коррозию расчетных толщин стенок не менее чем на 2 мм; применение ингибиторов; снижение агрессивности потока рабочих сред отделением жидкой минерализов. насыщенной сероводородом воды; осушка газа; отделение от воды жидких углеводородов. При принятии этих мер потери от коррозионных разрушений относительно невелики. Это обуславливает экономич. целесообразность изготовления наиболее металлоемких изделий (труб, сосудов, аппаратов и др.) из углеродистых и низколегированных К.-с. с., а из дорогостоящих высоколегиров. сталей и сплавов – изготовление неметаллоемких ответственных элементов, обладающих повышенной стойкостью против растрескивания и общей коррозии.

Лит.: Томашов Н. Д., Чернова Г. П., Теория коррозии и коррозионно-стойкие конструкционные материалы, М., 1993; Гафаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнарен-

ко В. М., Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, М., 1998.

В. П. Афанасьев.

КОРРОЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ – комплекс организационных мер, технич. методов и средств, задача к-рых состоит в определении скорости коррозионных процессов, степени и характера коррозионных поражений с целью предупреждения разрушения оборудования и предсказания возможности продления срока его службы. Одновременно К. к. позволяет оценить степень агрессивности сред, эффективность противокоррозионной защиты и отработать ее параметры.

Методология К. к. определяется характером и разнообразием коррозионных проявлений, степенью многофакторности коррозионных процессов, изменением влияющих параметров по технологич. цепи добычи и обработки природного газа и по мере разработки м-ния.

Создание К. к. в газовой пром-сти как системы изначально носило общепромышленный характер, когда организационные вопросы решает головное ведомство (быв. Мин-во газовой пром-сти СССР или ОАО «Газпром»), а научно-технич. политику осуществляет ВНИИгаз.

Были разработаны и утверждены отраслевые руководящие материалы, способствовавшие унификации подходов и их развитию. К. к. предусматривался уже в процессе испытания скважины после отбора первых проб газа и обнаружения в нем агрессивных компонентов. Параллельно проводились лабораторные и промышленные испытания с целью сопоставления получаемых результатов. Данные по коррозионной агрессивности газа закладывались в проект разработки дан-

ного м-ния и использовались в рекомендациях по его обустройству и при разработке методов защиты. При эксплуатации м-ния предусматривалось создание службы коррозии. Каждое пром. предприятие разрабатывало инструкции по К. к. применительно к конкретным видам оборудования с указанием карт и графиков контроля и осуществляло его проведение. Накопленный опыт использовался на вновь вводимых в эксплуатацию газо конденсатных м-ниях.

Предметом К. к. являются параметры среды, вызывающей коррозию, условия ее протекания и собственно коррозионное разрушение металла.

Эффект воздействия среды является не только предметом изучения, но и применяется в приемах К. к. Использование стандартных методов и знание поведения конкретного материала в тех или иных условиях позволяют сравнивать эти условия. Соответственно, изучая поведение материалов, склонных к коррозионному разрушению, можно быстро оценивать степень агрессивности среды, ускоряя разрушение (без изменения его механизма) устойчивых материалов, из к-рых сделано оборудование, пытаться предсказать реальный период его эксплуатации.

К. к. и его объем основывается на характере коррозионных проявлений и особенностях оборудования. Напр., в случае *углекислотной коррозии* К. к. строится в осн. на определении степени и характера растрескивания стали (рис. 1). Для *сероводородной коррозии* проявления более сложны и дополнительно включают наводороживание, водородное охрупчивание и *сульфидное растрескивание* (рис. 2, 3). Исходя из этого выбираются методы контроля.

В силу того, что оборудование в газовой пром-сти крупногабаритное, контроль за его коррозионными разрушениями затруднен. Он также осложнен трудностью доступа к внутр. поверхности пром. объектов, работающих под давлением и имеющих большую протяженность (напр., трубопроводов). Поэтому коррозионные проявления определяют не только непосредственно на поверхности контролируемого оборудования, но и на образцах или спец. зондах, к-рые устанавливаются в объект и извлекаются из него непосредственно либо с использованием *лубрикаторов*.

Методы К. к. делятся на прямые и косвенные, абс. и относительные. Измерения могут быть периодическими или непрерывными, с доступом снаружи или только изнутри, а получаемые результаты качественными или количественными. Поэтому достоверность оценки зависит от объема и характера собираемой информации, степени приближения измеряемых параметров к параметрам реально происходящих процессов, а также правильности их интерпретации.

Т. к. каждый из методов имеет свои возможности, преимущества, недостатки и по отдельности не дает исчерпывающей информации, то применяется комплекс

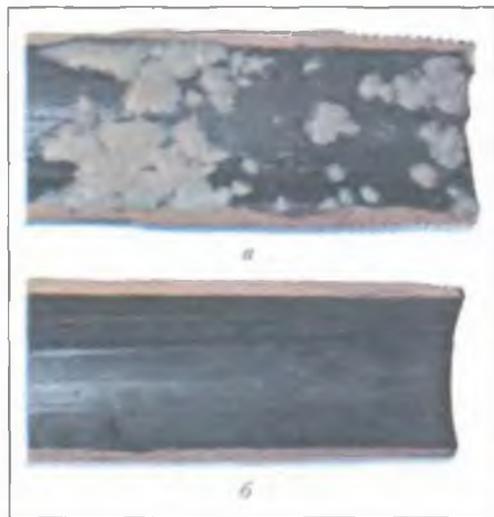


Рис. 1. Типичные проявления углекислотной коррозии насосно-компрессорных труб из стали 45 в конденсационной (а) и пластовой воде (б).

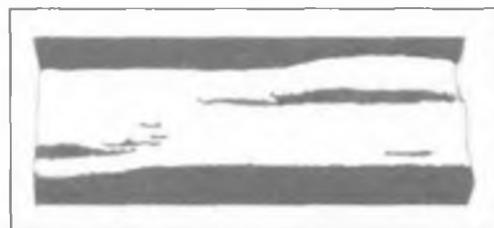


Рис. 2. Типичное водородное расслоение стенки элемента оборудования из пластичной углеродистой стали.



Рис. 3. Сероводородное растрескивание трубы на одной из скважин Оренбургского месторождения.

ный подход с использованием максимально возможного кол-ва методов. Полученные разл. методами результаты сравниваются между собой, сопоставляются с предыдущими в привязке к изменяющимся параметрам среды и условиям эксплуатации, а также с имеющимся банком данных по аналогичным процессам.

Контроль параметров среды и условий эксплуатации включает измерение или оценку: общего давления; темп-ры; количества воды и углеводородного конденсата; скорости газожидкостного потока; содержания H_2S , CO_2 , O_2 ; pH водной составляющей; содержания органических кислот; общей минерализации и содержания растворенных солей; влажности (температуры точки росы по воде)

природного газа; содержания *ингибитора коррозии* (при его использовании). Перечисленные параметры являются составной частью технологического контроля и фиксируются соответствующими методами и средствами.

Место и кол-во точек контроля выбираются т. о., чтобы результаты полностью отражали картину изменения параметров по технологич. цепи. Периодичность контроля определяется вероятной скоростью изменения параметров и соотнесена с коррозионными измерениями.

Знание перечисленных параметров позволяет качественно и количественно характеризовать среду при оценке ее коррозионной агрессивности, определить правильность заложенных технологич. режимов противокоррозионной (напр., ингибиторной) защиты.

Одним из гл. параметров К. к. является *скорость коррозии*. Существуют разные методы определения скорости коррозии.

В К. к. наиболее широко используются: *гравиметрический метод, метод поляризационного сопротивления, метод измерения электросопротивления, анализ содержания железа*. Каждый из этих методов имеет свои особенности использования.

Для оценки первичных и вторичных проявлений коррозионных процессов используют разнообразные приспособления и устройства.

Водородные зонды представляют собой устройства, имитирующие несплошность в металле, в к-рой происходит выделение продифундировавшего через стенку зонда водорода, образующегося в результате коррозионного процесса на противоположной ее стороне. Водородные зонды относятся к средствам раннего обнаружения процесса и определения вероятности *наводороживания* металла при взаимодействии со средой, т. к. в них использована способность водорода легко проникать через металл. Они имеют разл. конструкции и средства измерения проникающего через стенки устройства водорода.

Водородный зонд может быть выполнен в виде трубки, заглушенной с одного торца, а с другого — соединенный со средством измерения. С целью увеличения чувствительности метода внутр. объем трубки заполняется материалом, не поглощающим водород, а стенка имеет минимально возможную толщину, величина к-рой оптимизируется с учетом коррозионного растворения металла при эксплуатации. Использование зонда требует подготовки спец. отверстия в стенке оборудования, в к-рое он герметично вставляется и может быть заменен при необходимости на аналогичный. В конструкции типа «труба в трубе», внутренняя составляющая является частью контролируемого трубопровода. Зонд либо вваривается в трубопровод, либо размещается на фланцевых соединениях. Водородный зонд в виде накладки образует (с помощью сварки, прижатия, наклеивания) герметичную полость на стенке действующего оборудо-

вания или трубопровода. В двух последних случаях измерения соответствуют коррозионному процессу, реально происходящему на соответствующей части поверхности контролируемого объекта, и могут быть более достоверно распространены на сам объект в целом. Чувствительность метода в этом случае связана с величиной поверхности зонда и толщиной стенки оборудования.

Наиболее распространенными методами определения кол-ва проникшего водорода являются волнометрический и электрохимический. Первый более простой, но требует параллельного измерения темп-ры, т. к. основан на измерении давления накапливающегося молекулярного водорода. Второй более точный, но его использование связано с соблюдением спец. приемов измерения и подготовки внешней поверхности.

Непосредств. определение степени наводороживания материала по водородопроницаемости затруднительно, т. к. это требует знания коэф. диффузии водорода в контролируемом материале при темп-ре испытаний. К тому же данные по водородопроницаемости не учитывают накопления в металле водорода, отвечающего за необратимую водородную хрупкость (скопление молекулярного водорода в дефектах). Более того, накопление дефектов типа расслоений в мягких сталях могут искажать расчетное значение величины водородопроницаемости, влияя на эффективный размер поверхности. На величину водородопроницаемости могут оказывать заметное влияние также продукты коррозии, образующиеся на корродирующей поверхности зонда и тормозящие проникновение водорода, что следует учитывать при интерпретации результатов измерений.

Наводороживание стали можно определить, используя существующие методы анализа на водород (метод вакуумного нагрева, вакуумного плавления или анодного растворения), по содержанию его в образце после экспозиции в среде или вырезанном из стенки оборудования. Для этого следует принимать соответствующие меры предосторожности, т. к. из-за высокой подвижности водород не только легко проникает в металл, но также легко из него выделяется.

Проникая в металл, водород вызывает прогрессирующие изменения его физико-механич. свойств. Для диагностирования опасности последствий наводороживания оборудования, происходящего в процессе сероводородной коррозии, используется весь набор приемов, применяемых в исследовательской практике.

Широко распространенным методом изучения контроля охрупчивания является экспозиция в контакте со средой внутри контролируемого объекта образцов для механич. испытаний материалов и определение изменения механич. свойств, особенно пластических. Известно, что пластич. свойства мягких углеродистых сталей убывают практически линейно при увеличении содержания водорода (до $5 \text{ нсм}^3/100 \text{ г}$). Пластичность

металла хорошо определяется испытаниями на кручение, гиб – перегиб и растяжение. Вид образцов для экспозиции определяется методом последующих механич. испытаний.

Применение простых цилиндрич. (при испытаниях на кручение) и цилиндрич. или листовых (при испытаниях на гиб – перегиб) форм образцов из сталей, подверженных охрупчиванию, позволяет с миним. трудоемкостью оценивать относительную агрессивность среды, влияние изменения условий эксплуатации или эффективности противокоррозионной защиты (ингибирования, осушки).

Стремление знать характер поведения конкретного конструкционного материала диктует необходимость использования стандартных образцов для механич. испытаний на растяжение. Изучение изменения под воздействием коррозионных процессов относительных удлинения и сужения, работы разрушения хорошо показывает степень охрупчивания под воздействием среды низкопрочных материалов типа стали 20.

Развитие охрупчивания металла, выражающееся в снижении пластичности, со временем приводит к водородному расслоению и/или растрескиванию. Растрескивание как результат сероводородной коррозии особенно характерно для упрочненных и высокопрочных материалов. Указанные проявления интенсивно стимулируются с увеличением в металле растягивающих напряжений. При напряжениях более предела текучести материалы всегда неустойчивы. Поэтому испытания проводятся в упругой области напряжений.

Разработаны и используются разнообразные виды образцов, отличающиеся формой и способами создания напряжений, к-рые по своей сути подразделяются на: с постоянной деформацией – кольцо с разрезом, в к-рое вставлен клин (кольцо Одингга); кольцо с разрезом, стянутое болтом; пластина металла, вставленная в оправку и подогнутая 3- или 4-точечному изгибу; разрывные образцы, деформация к-рых фиксируется упругим кольцом или тарельчатой пружиной; с постоянной нагрузкой – разрывные образцы, нагружаемые грузом или любым динамометрич. устройством, позволяющим отслеживать и корректировать величину нагрузки; непрерывного растяжения образца в процессе испытаний. Основным критерий для всех – время до разрушения образца. При отсутствии разрушения за нек-рый отрезок времени, выбранный базовым, разрывные образцы подвергают механич. испытаниям для определения изменения их механич. свойств. Исходя из высокой диффузионной подвижности водорода и вероятности его быстрой десорбции механич. испытания желательнее проводить, не вынимая образец из среды. При отсутствии такой возможности время до них должно быть миним. и одинаковым для сравнительных серий испытаний. Постоянной должна быть и скорость растяжения образцов. Неразрушенные об-

разцы после испытаний на изгиб исследуют металлографич. методами, определяя склонность к водородному расслоению путем измерения числа и размеров образовавшихся дефектов и изучения характера их расположения по сечению.

Способ создания напряжения постоянной деформацией имитирует влияние остаточных напряжений в металле и может быть широко использован для К. к. из-за относительной простоты исполнения, небольшой габаритности вспомогательных устройств и возможности легкого размещения в контролируемые объекты необходимого с т. зр. статистич. достоверности кол-ва образцов. Недостаток способа – неопределенность величины напряжений в образце из-за вероятности снижения заданных напряжений за счет разного рода релаксационных процессов в конструкции, а также при возникновении и росте трещин.

Способ создания напряжения постоянной нагрузкой имитирует влияние напряжений, создаваемых в металле за счет рабочего давления среды. В отличие от первого способа, напряжения в образце могут увеличиваться в процессе испытаний из-за уменьшения его поперечного сечения при развитии трещин.

Способ создания напряжения непрерывного растяжения – ускоренный метод испытаний. Рекомендуемая при этом скорость деформации не должна превышать 10^{-5} с^{-1} . Метод особенно эффективен в случае испытаний высококоррозионно-стойких материалов или в средах с низкой коррозионной агрессивностью.

В исследовательской практике два последних метода применяются чаще, чем для К. к. в пром-сти, т. к. их применение сдерживается необходимостью использования более сложного оборудования.

Зонды предупреждения разрушения – устройства, к-рые в соответствии с особенностью конструкции будут разрушены в результате коррозии заведомо быстрее контролируемого объекта. Их устанавливают с целью прогнозирования работоспособности оборудования и трубопроводов в местах с наибольшей вероятностью коррозионных проявлений.

В применении к трубопроводам они могут быть изготовлены из тех же труб, имеющих стенки с переменным сечением меньшим, чем у рабочих трубопроводов. Т. к. вероятность разрушения зондов значительно больше, чем трубопроводов, и увеличивается по мере утоньшения стенок зонда, то факты разрушения зондов обязывают обратить повыш. внимание на эффективность противокоррозионной защиты и принять меры, снижающие вероятность разрушения рабочих трубопроводов. Разрушения зондов с разл. толщиной стенок позволяют прогнозировать период службы трубопровода. Само по себе разрушение зонда не нарушает работоспособности трубопровода, т. к. зонд изготавливается по типу конструкции «труба в трубе» и разрушается лишь внутренняя составляющая. Факт разрушения фиксируется разл. способами, свя-

занными с попаданием среды во внутр. полость зонда (увеличение давления, проводимости, обнаружение H_2S и т. п.).

Конструкции зондов различаются степенью нагружения металла. В полых конструкциях с тонкой стенкой металл нагружен больше, чем в трубопроводе, и разрушение зонда более вероятно от растрескивания. Варианты с использованием разгрузочных вставок, заполняющих полый объем, позволяют уменьшить вероятность разрушения от растрескивания и рассматривать зонд как зонд предупреждения опасности коррозионного растворения металла (равномерного или неравномерного).

Зонды предупреждения разрушения, вставляемые в аппараты или трубопроводы, практически мало отличаются от водородных зондов «пальчикового» типа. При их применении с целью контроля растворения металла следует учитывать, что при контакте с наводороживающими средами изменение давления внутри зонда может быть связано не только с попаданием среды (имеющей избыточное давление) в полость зонда, но и в результате проникновения водорода. Исходя из этого, полость зонда на общую коррозию не следует заполнять вставкой, оставляя его объем как можно большим, или использовать способ фиксации разрушения, учитывающий сказанное. Создавая растягивающие напряжения на стенках такого зонда с помощью вставленного внутрь стержня, можно использовать его как зонд предупреждения растрескивания. Чувствительность зондов непосредственно связана с толщиной их стенок.

Образцы и зонды в системе сбора нефти и газа устанавливаются в коррозионные катушки, а также в отд. фитинги или равнопроходные тройники и в каждый отд. аппарат (емкость) т. о., чтобы они не имели электр. контакта с оборудованием, в к-рое они помещаются. В емкостях образцы или зонды следует устанавливать в таких местах, чтобы была информация о скорости коррозии в разл. фазах (газ, нефть, вода) и в зоне их разделения.

Наблюдения за состоянием оборудования проводят визуально и с помощью приборных средств. Визуальное обследование включает наружный и внутр. осмотр. Обследование следует совмещать с замером толщины стенок и дефектоскопией (цветной, рентгеновской, ультразвуковой, радиографич., магнитоскопич. и пр.).

Наружный осмотр оборудования регулярно производится в процессе эксплуатации оперативно-производств. службами, включая осмотр трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений и т. п.). Особое внимание уделяется наличию подтеканий продукта, наличию свищей, трещин, состоянию опорных конструкций, их фундаментов, подвесок, дренажных устройств, арматуры, крепежа, фланцевых соединений, изоляции и антикоррозионных покрытий, герметичности всех соединений.

Внутренний осмотр производят при вынужденных и плановых остановках оборудования. Обследованию подвергаются поверхности металла, сварных швов и околошовные зоны. Особое внимание уделяется застойным зонам и местам скопления жидкости, зонам входа и выхода продуктов. Обращают внимание на неравномерность коррозии с измерением размеров и глубины поражений и наличие трещин.

Замер толщины стенок ультразвуковым методом производят по утвержденной схеме точек контроля на подготовленных площадках, к-рые выбирают в местах наиболее вероятного макс. коррозионного износа: на аппаратах, если в них происходит разделение фаз, места замеров должны приходиться на разные фазы и, по возможности, на участки перехода от одной фазы к другой; измерения должны быть охвачены верх., ср. и ниж. зоны аппаратов; на трубопроводах – в местах поворотов, сужений, в тройниках, застойных и тупиковых участках, где возможно скопление воды. Первый замер необходимо провести перед вводом оборудования в эксплуатацию.

Ультразвуковая толщинометрия возможна как с внутр., так и с наружной стороны при обеспечении соответствующего доступа. Это позволяет проводить К.к. не только в периоды остановок оборудования, а также проверить отсутствие влияния на показания приборов продуктов коррозии. Обнаружение трещин, определение их характера и размеров проводят с помощью цветной, магнитной или ультразвуковой дефектоскопии.

Акустико-эмиссионный метод позволяет непрерывно следить за возникновением и ростом трещин в металле всего избранного для контроля оборудования.

Разработка и совершенствование внутритрубной дефектоскопии, основанной на пропускании снарядов с расположенными в них сканирующими и запоминающими устройствами, позволяют определить размеры и расположение дефектов в протяженных трубопроводах. Раннее использование дефектоскопии позволяет создать «легенду» объекта, а совместно с др. методами – отделить дефекты, имеющие коррозионную природу, от прочих и определить степень их опасности.

Использование последних двух методов оправдано при уверенности в достоверной интерпретации и необходимом качестве представления полученных данных.

Лит.: Легезин Н.Е., Куделин Ю.И. и др., Инструкция по контролю за коррозией газопромышленного оборудования, М., 1979; Куделин Ю.И., Легезин Н.Е., Методические указания по испытанию ингибиторов коррозии для газовой промышленности, М., 1996; Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренок В.М., Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, М., 1998.

Ю.И. Куделин.

КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ – система инструментального и визуального контроля коррозионного состояния ме-

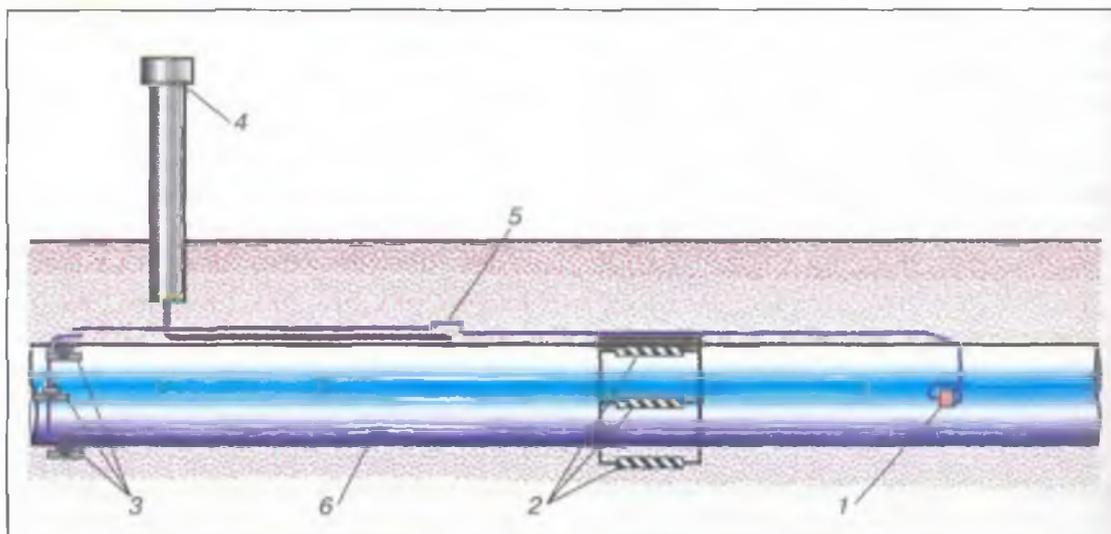


Рис. 1. Схема контрольно-диагностического пункта: 1 – индикаторы коррозии; 2 – индикаторы наводороживания стальной стенки трубы; 3 – модули для измерения поляризационного потенциала; 4 – контроль-измерительная колонка; 5 – контрольный кабель; 6 – трубопровод.

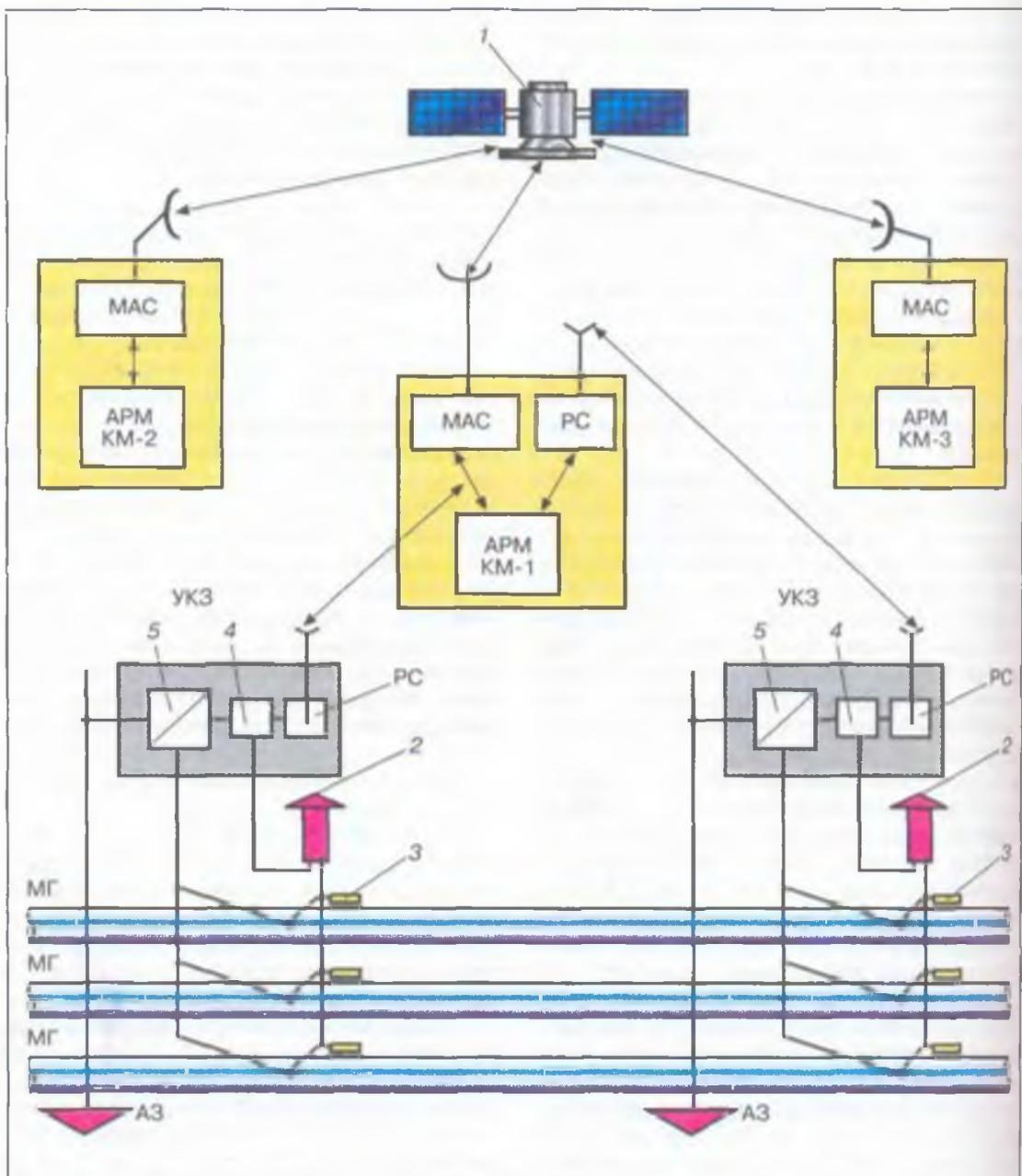


Рис. 2. Структурная схема автоматизированной системы коррозионного мониторинга многоточечного трубопровода с использованием космического канала связи: МГ – магистральные газопроводы; УКЗ – установка катодной защиты; АЗ – анодное заземление; АРМ КМ – автоматизированное рабочее место объектов коррозионного мониторинга 1-го (пост КМ-1), 2-го (региональный пункт КМ-2) и 3-го (отраслевой центр КМ-3) уровней; МАС – малая станция космической связи; РС – приемно-передающая радиостанция; 1 – геостационарный спутник; 2 – контрольно-диагностический пункт; 3 – датчики на трубе; 4 – программируемый блок регулирования параметров коррозионного мониторинга; 5 – преобразователь катодной защиты.

Таблица. Функции трехуровневой системы коррозионного мониторинга магистральных газопроводов

Объект 1-го уровня (пост коррозионного мониторинга)	Объект 2-го уровня (пункт сбора и анализа информации)	Объект 3-го уровня (отраслевой аналитический центр)
Оперативная ликвидация отказов и сбоев; анализ и оценка коррозионной ситуации по программе объекта 1-го уровня	Анализ коррозионного состояния газопроводов, деградации защитного покрытия, эффективности систем электрохимич. защиты; коррозионный прогноз и разработка мероприятий по ремонту, повышению надежности и эффективности работы систем защиты объектов 2-го уровня	Системный анализ информации и выявление доминирующих факторов коррозии магистральных газопроводов; анализ потока отказов в работе систем электрохимич. защиты, элементов мониторинга; разработка технич. требований на модернизацию средств и систем комплексной защиты; оптимизация систем защиты программ реконструкции и ремонта

таллоконструкций в процессе их эксплуатации, направленная на выявление и предупреждение развития коррозионных процессов. Применительно к сооружениям, имеющим активные виды защиты от коррозии (электрохимич. ингибиторная и др.), К. м. приобретает функции автоматизиров. системы контроля с обратной связью, оказывающей целенаправленное оперативное воздействие на процесс коррозии путем изменения режимов либо параметров защиты.

Первый в газовой пром-сти радиокосмич. комплекс К. м. многониточных магистральных газопроводов был создан в 1993. Комплекс включает (рис. 1): контрольно-диагностические пункты, оснащенные индикаторами коррозии и водородом, датчиками поляризации потенциала, защитного тока, температуры и др. Для автоматизации работы комплекса разработана аппаратура, обеспечивающая регистрацию, хранение и отображение текущей информации, ликвидацию сбоев и дистанционное регулирование параметров защиты.

Для повышения эффективности электрохимической защиты применяют схе-

мы: катодной защиты с резервированием в цепях электропитания, преобразования и нагрузки; защиты преобразователями малой мощности в зонах «провалов» защитного потенциала; выравнивания потенциалов распределенными анодами, сетевого электроснабжения с секционированием и запиткой от двух независимых источников; дистанционного контроля коррозии и регулирования параметров защиты.

Радиокосмич. сопряжение поста оператора объекта К. м. с региональным пунктом и отраслевым центром К. м. создает независимую 2-стороннюю связь, что позволяет программировать непрерывный контроль и автономное управление параметрами защиты.

На рис. 2 показана структурная схема автоматизиров. системы К. м. многониточного трубопровода с использованием космич. канала связи, а в табл. представлены осн. функции 3-уровневой системы К. м., реализованной на аварийном участке 6-ниточного газопровода диам. 1420 мм с пленочной полимерной изоляцией.

Осн. преимущества комплекса К. м.: раннее выявление разл. видов и оценка

динамики проявления коррозии; дифференциация участков магистрального газопровода на активные и пассивные; уточнение границ участков высокой и повышенной опасности; инструментальная оценка эффективности применения разл. мер защиты от коррозии; разработка технич. требований и решений, направленных на улучшение способов защиты и технологий ремонта на основе инструментального контроля их эффективности. Комплекс стационарного К. м. дополняют системы полустационарного мобильного К. м., к-рые используются для уточнения границ коррозионно-опасных участков на подземных и подводных сооружениях.

По результатам коррозионного анализа данных мониторинга (рис. 3), внутритрубной дефектоскопии, комплексных электрометрич. обследований газопроводов и инструментального подтверждения фактич. коррозионного состояния в шурфах осуществляется прогнозирование коррозии, уточняются планы реконструкции магистрального газопровода и систем их защиты.

Лит.: Михайловский Ю. Н., Маршаков А. Н., Петров Н. А., Контроль коррозионного состояния подземных трубопроводов при помощи сенсорных устройств. Защита металлов, М., 1997, т. 33, № 3; Петров Н. А., Маршаков А. И., Михайловский Ю. Н. и др., Разработка методологии и создание приборной базы коррозионного мониторинга многониточных систем магистральных газопроводов, в сб.: Современная проблема трубопроводного транспорта газа, М., 1998.

Н. А. Петров.

КОРРОЗИЯ (от позднелат. *corrosio* – разъедание) – процесс разрушения металлич. материалов вследствие взаимодействия их с внешней (коррозионной) средой. Из-за К. ежегодно утрачивается от 1 до 1,5% всего металла, накопленного в мире и находящегося в сфере деятельности людей.

В газовой пром-сти вопросы К. занимают особое место в связи с большой металлоемкостью эксплуатируемого оборудования и сооружений и работой большинства из них под давлением газа. Возникающие коррозионные проявления вызывают не только высокие интегральные потери металла, но и дополнительно обуславливают уровень опасности связанных с ними разрушений в целом и в плане экологии в частности. В результате косвенные потери могут оказаться неизмеримо выше прямых.

Вероятность К. определяется степенью термодинамич. неустойчивости системы металл – среда, хотя она и не является мерой ее проявления. Высокой термодинамич. возможности процесса не всегда соответствует большая скорость К., к-рая зависит от большого числа коррозионных факторов и может значительно меняться в процессе эксплуатации. По механизму воздействия металла с коррозионной средой различают химическую и электрохимическую К.

При химической К. окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды проте-



Рис. 3. Классификация систем коррозионного мониторинга магистрального газопровода по фазам реализации и видам коррозионных поражений.

кает в одном акте. Примерами химич. К. являются: К. в газах при высокой темп-ре (напр., окисление на воздухе при сварке и термообработке); К. в неэлектролитах – органич. безводных жидкостях.

При электрохимической К. первичные процессы – ионизация атомов металла $Me \rightarrow Me^{n+} + ne$ и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды – реакция деноляризации $ne + D \rightarrow P$ (где D – деполяризатор, а P – продукт деноляризации) – протекают не в одном акте, и их скорости зависят от электродного потенциала. При потенциале К. скорости обеих реакций равны. Продукты этих реакций могут вступать в химич. взаимодействие с компонентами среды и между собой (вторичные процессы), образуя продукты К., к-рые могут оставаться на поверхности металла или переходить в среду или в металл, оказывая влияние на характер и скорость его разрушения. Наиболее эффективными и распространенными деполяризаторами являются O_2 и ионы H^+ . Электрохимич. К. проявляется только в водной среде. Она широко распространена в газовой отрасли, имеет большое число разновидностей и проявлений, связанных со специфич. особенностями и условиями эксплуатации.

К. классифицируют по: типу среды – подземная, атмосферная, кислотная, щелочная, в нейтральных средах, морская коррозия и т.д.; специфич. условиям проявления – под напряжением, щелевая, при трении, контактная, ручейковая, по ватерлинии, блуждающими токами и т.п.; характеру проявления – равномерная, сплошная, местная (язвочная, питтинговая, сквозная), межкристаллитная коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, коррозионная усталость и пр.

Поверхность оборудования в газовой пром-сти в большинстве случаев (трубы, емкости и т.п.) одновременно контактируют как минимум с двумя средами, расположенными снаружи и внутри по отношению к его стенке. Т.к. эти среды существенно различаются, то К. разделяют на наружную и внутреннюю, которые, как правило, проявляются по-разному и имеют разл. скорости в зависимости от контактирующей среды и условий. Соответственно различны и используемые методы и средства противокоррозионной защиты и коррозионного контроля.

К. – термодинамически необратимый процесс. От нее нельзя избавиться полностью. Задачей противокоррозионной защиты является снижение скорости коррозии в процессе эксплуатации до уровня, позволяющего обеспечить запланированный срок службы объекта. К наиболее часто используемым в отрасли противокоррозионным мерам относятся: применение коррозионно стойких сталей, антикоррозионных покрытий, ингибиторов коррозии и электрохимической защиты.

В газовой пром-сти осн. внимание уделяется подземной коррозии магистральных газопроводов и внутренней коррозии оборудования и трубопроводов в процессе добычи, переработки и транспорта природного газа.

Коррозионному разрушению подвержены также бетон, строительный камень и другие материалы. Ю. И. Куделин.

КОЭФФИЦИЕНТ АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ – характеристика состояния флюидобарич. системы в конкретных условиях:

$$K_a = P_{пл}/P_{уг},$$

где K_a – коэффициент аномальности пластового давления; $P_{пл}$ и $P_{уг}$ – соответственно пластовое и условное гидростатическое давление. При $K_a > 1$, когда условное гидростатическое давление превышает пластовое более чем на 5%, возникает аномально высокое пластовое давление; при $K_a < 1$ – аномально низкое пластовое давление.

КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ (КВГВ) – отношение кол-ва извлеченного газа к начальному его содержанию в образце. Определяется экспериментально на образцах горн. пород-коллекторов. По лабораторным данным, КВГВ оценивается в 50–90% в зависимости от структуры пустотного пространства и режима вытеснения.

Одновременно с лабораторными исследованиями КВГВ определяются кривые капиллярного давления (насыщения) и фазовые проницаемости. В совокупности эти характеристики используются в качестве исходной информации при моделировании внутрипластовых геотехнологич. процессов на более высоком уровне (мезо- и макромасштабов).

КВГВ характеризуют заземление газа на микроуровне. Кроме этого явления, процессы вытеснения газа водой характеризуются макрозаземлением газа.

Необходимо различать микропроцессы вытеснения газа водой, изучаемые на микрообразцах *керн* и характеризующиеся КВГВ, и мезо- и макропроцессы вытеснения газа *пластовой водой*, происходящие в реальных м-ниях. В условиях реальных сложнопостроенных неоднородных м-ний продвижение пластовой воды в газонасыщенный резервуар происходит избирательно. За фронтом вытеснения могут оставаться газонасыщенные целики, зоны, участки, объемы к-рых характеризуют коэффициенты охвата вытеснением. В конечном итоге именно эти процессы определяют коэффициент газотдачи.

Такие мезо- и макропроцессы вытеснения газа водой из продуктивной толщи к системе эксплуатационных скважин изучаются на м-нии с помощью геофизич. методов.

В проектах разработки в обязательном порядке проводится математич. моделирование процессов вторжения пластовой воды в газовые м-ния. При этом для отд. элементов моделей используются результаты экспериментальных ис-

следований микропроцессов вытеснения газа водой и определенные при этом КВГВ.

Лит.: Гриценко А. И. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

КОЭФФИЦИЕНТ ГАЗОНАСЫЩЕНИЯ, см. в ст. Газонасыщенность.

КОЭФФИЦИЕНТ ГАЗОТДАЧИ – отношение добытого количества газа к утвержденным контролирующим недропользователем органом геологическим запасам газа. Различают коэф. физич. газотдачи и коэффициент промышленной газотдачи.

Коэффициент физической газотдачи определяет потенциально возможные пределы извлечения газа из установленных объемов пластов-коллекторов только за счет пластовой энергии и характера вытеснения газовой фазы *пластовой водой*.

В процессе поступления пластовой воды (закоитурной и подошвенной) в газонасыщенную часть залежи происходят сложные процессы вытеснения газовой фазы жидкой фазой.

На микроуровне исследования и моделирования эффективность процесса вытеснения характеризуется коэффициентом вытеснения газа водой.

Для сложнопостроенных глубоких залежей природного газа, представленных низкопроницаемыми коллекторами, из-за значительного уменьшения эффективной проницаемости пород при снижении пластового давления К. г. могут составлять не более 30–40%.

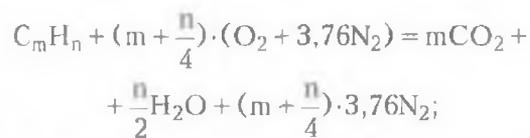
К. г. по м-ниям России, законченным разработкой, составляют 0,48–0,97. По 15 м-ниям Поволжья и Сев. Кавказа, разрабатываемым при *газовом режиме* и законченным разработкой, конечный К. г. составил 0,86 (среднеарифметич.) и 0,9 (средневзвешенный по запасам); по 32 м-ниям, разрабатываемым при *углеводородном режиме*, соответственно 0,85 и 0,87. При оценочных расчетах обычно принимают конечные К. г.: для газового режима – терригенные коллекторы 93%, карбонатные коллекторы 85%; для углеводородного – соответственно 85% и 78%; для оценки извлекаемых перспективных ресурсов природного газа – 0,85.

Г. А. Зотов.

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА – характеристика горения топлива, равная отношению фактич. объема воздуха V_B к стехиометрич. (теоретич.) объему воздуха V_0 , необходимому для полного сгорания топлива:

$$= V_B/V_0.$$

Теоретич. объем воздуха для полного сгорания природного газа определяется из реакции горения по формулам:



$$V_0 = \frac{1}{21} [0,5H_2 + 0,5CO + (m + \frac{n}{4})C_m H_n - O_2],$$

где m – число молей углерода; n – число молей водорода; 3,76 – отношение объемной доли азота к объемной доле кислорода в воздухе.

К. и. в. может быть определен по содержанию O_2 и CO_2 в продуктах сгорания:

$$O_2 = (2 - O_2/100)/2 - (1 - O_2/O_{2\text{возд}});$$

$$CO_2 = (1 + 100/CO_2)/(O_{2\text{возд}}/200),$$

где O_2 и CO_2 – содержание этих газов в продуктах сгорания; $O_{2\text{возд}}$ – содержание O_2 в окружающей атмосфере.

Кроме того, он может быть определен по «кислородной» и «азотной» формулам:

$$= 21(21 - O_2) = N_2/(N_2 - 3,76O_2),$$

где N_2 – содержание азота в воздухе, %об.; O_2 – содержание кислорода в продуктах сгорания, % об. При неполном сгорании в формулу подставляют избыточную концентрацию кислорода вместо O_2 :

$$O_{2\text{изб}} = O_2 - (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_2).$$

Полное сжигание природного газа достигается практически при $\gamma = 1,05$.

По К. и. в. качественно характеризуют горючую смесь: богатая смесь – < 1 (горючее находится в избытке); бедная смесь – > 1 (в избытке окислитель).

А. И. Плужников.

КОЭФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА (КИК) из недр – отношение разности начального потенциального содержания конденсата и пластовых потерь конденсата к его начальному потенциальному содержанию. Изменяется от 0,29 до 1. Определение КИК осуществляется экспериментально и графоаналитич. методами.

Для м-ний, в пластовом газе к-рых содержание углеводородов C_5H_{12+} высш

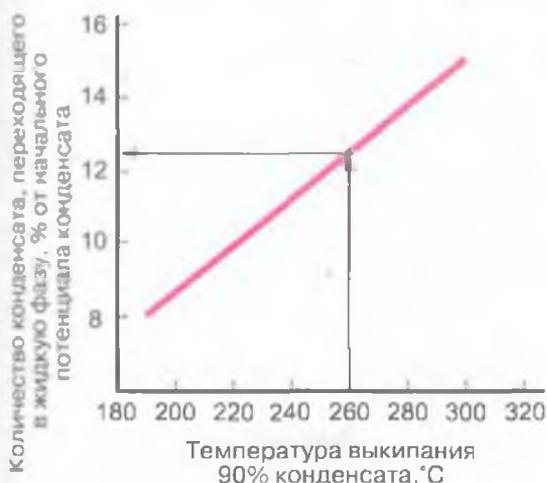


Рис. 1. Зависимость величины пластовых потерь конденсата от фракционного состава конденсата.

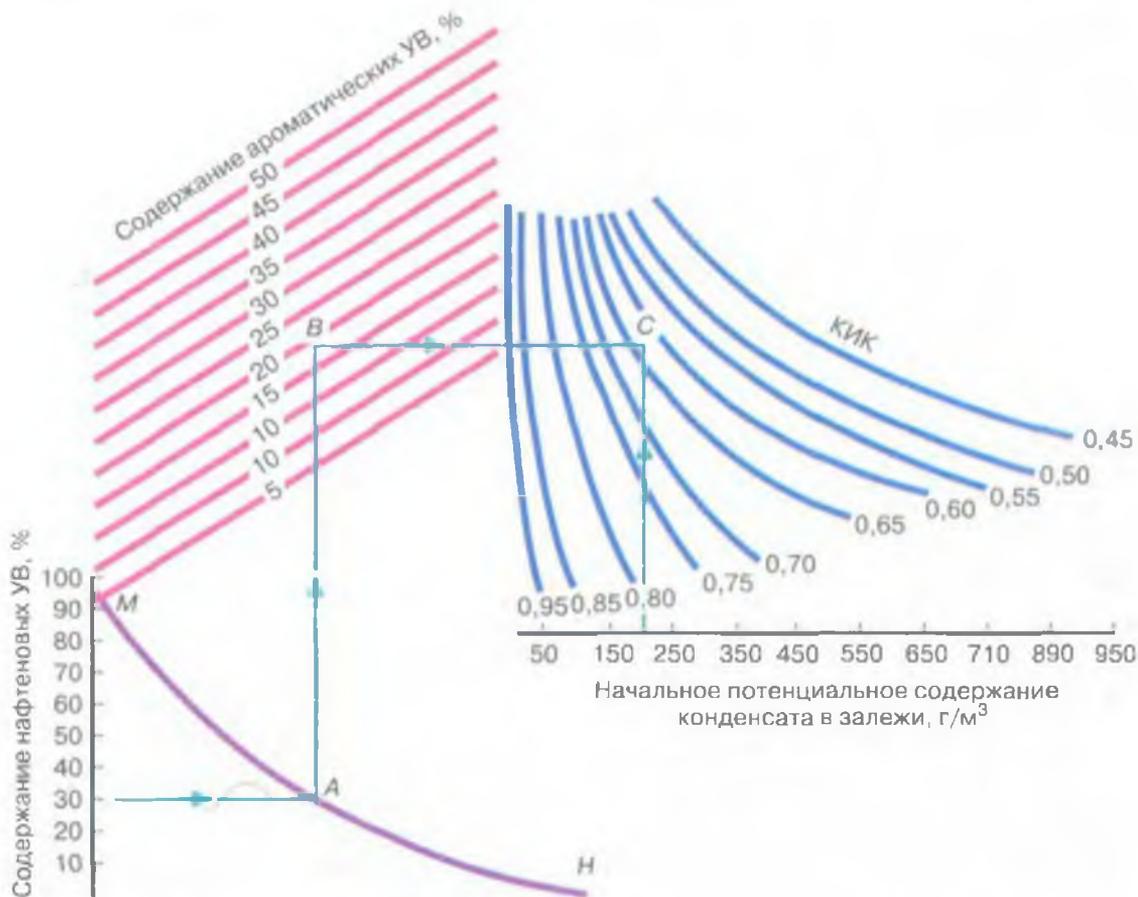


Рис. 2. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата

30 г/м³ и менее, КИК определяется графоаналитич. методом, основанным на обобщенных зависимостях кривых дифференциальной конденсации пластового газа от фракционного состава конденсата. В основу метода положена зависимость пластовые потери конденсата – темп-ра выкипания 90% объема конденсата (рис. 1): при содержании в извлекаемом из пласта газе углеводородов C_5H_{12+} высш менее 30 г/м³ значения пластовых потерь конденсата лежат в сравнительно узком пределе – от 8,5 до 15,5% (соответственно темп-ры 200 и 300 °С).

Рассмотрим в качестве примера *стабильный конденсат*, к-рый па 90% выкипает при темп-ре 260 °С. Начальное пластовое давление равно 30 МПа. Необходимо определить КИК при остаточном давлении 3 МПа, т. е. 10% от начального.

Исходя из 90%-ной точки выкипания конденсата при темп-ре 260 °С при *пластовом давлении*, равном 0,1 МПа, кол-во выпавшего конденсата составляет 12,5% от потенциального содержания конденсата (балансовые запасы конденсата). Отсюда: $КИК = 1 - 12,5/100 = 0,875$.

Экспериментальное определение КИК рекомендуется инструкцией по исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин проводить для м-ний, в пластовом газе к-рых содержание углеводородов C_5H_{12+} высш более 30 г/м³, при меньших содержаниях велика погрешность определений на *установках фазового равновесия PVT*. В основе экспериментальных методов лежит моделирование процесса дифференциальной конденсации рекомбиниров. проб, ото-

бранных до начала разработки м-ния на установках PVT.

Накопленный фактич. материал по фазовому поведению пластовых газов (более 60 м-ний) позволил разработать номограмму для определения КИК в зависимости от группового углеводородного состава конденсата и его потенциального содержания в извлекаемом из пласта газе (рис. 2). Напр., потенциальное содержание углеводородов C_5H_{12+} высш составляет 150 г/м³, содержание в конденсате ароматич. углеводородов 20%, нафтеновых углеводородов 30%. В левом нижнем углу находим величину содержания нафтеновых углеводородов в конденсате – 30%. Отрезком горизонтальной линии отсекаем на вспомогательной кривой *MN* точку *A*, двигаясь от к-рой вертикально, найдем изолинию с содержанием ароматич. углеводородов 20% (точка *B*). Далее, двигаясь горизонтально, находим точку пересечения с величиной потенциального содержания конденсата 150 г/м³. Этой точкой определяется значение КИК при конечном пластовом давлении 0,1 МПа, равное 0,65.

Эмпирич. зависимость КИК получена путем обработки номограммы методом наименьших квадратов:

$$КИК = 0,95 + 0,00091q_1 - 0,003q_1^2 - 0,081q \cdot 10^{-2} + 0,00946q^2 \cdot 10^{-4} - 0,01337q_1q \cdot 10^{-2},$$

где q – начальное потенциальное содержание конденсата в залежи, г/м³; $q_1 = 0,64(4,94X^2 - 11,33X + 6,46) + 10A + 0,6$ (X и A – содержание нафтеновых и ароматич. углеводородов соответственно, доли ед.). Ср. ошибка метода 1–3%.

Т. Д. Островская, В. В. Юшкин.

КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛОВУШКИ, см. в ст. *ПХГ в водоносных пластах*.

КОЭФФИЦИЕНТ НЕОДНОРОДНОСТИ пласта – статистич. показатель, отражающий степень слоистости продуктивного разреза и выдержанности пластов-коллекторов по простиранию. Термин предложен в 1967 амер. геологами Л. А. Поласеком и К. А. Хатчинсоном.

Рассчитывается по формуле:

$$NF = S_t/t,$$

где S_t – среднеквадратич. отклонение песчаности пласта; t – ср. песчаность продуктивного разреза. Величина K_n колеблется от 0 до 1, достигая макс. значений в случае сложных продуктивных горизонтов.

В 1974 рос. геолог М. А. Жданов и др. предложил использовать комплексный K_n (K_n), рассчитываемый по формуле:

$$K_n = W_p W_n / M_{эф} M_{пр},$$

где W_p и W_n – коэффициенты вариации соответственно пористости и нефтенасыщенности; $M_{эф}$ и $M_{пр}$ – ср. значения соответственно эффективной мощности и мощности пропластков коллекторов.

Рассчитанный т. о. K_n показывает взаимозависимость продуктивности скважины от геологич. неоднородности разреза.

КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЯ, см. *Термический КПД*.

КОЭФФИЦИЕНТ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНОСТИ перспективного объекта, см. ст. *Геолого-экономический мониторинг*.

КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ газовой скважины – *дебит* скважины, получаемый на единицу *пластовой депрессии*:

$$k_{пр} = q/P,$$

где $k_{пр}$ – коэф. продуктивности скважины, тыс. $m^3/(сут \cdot МПа)$; q – дебит скважины, тыс. $m^3/сут$; P – разность между пластовым ($P_{пл}$) и забойным (P_3) давлениями, МПа.

Для нефтяных скважин K_n зависит только от состояния *призабойной зоны* (улучшение или ухудшение условий притока) и структуры притока (кол-во жидкой и газовой фаз).

Для газовых скважин $k_{пр}$, кроме перечисленных выше факторов для нефтяных скважин, зависит от текущего пластового давления и пластовой депрессии, при к-рой он определяется.

Это положение наглядно иллюстрируется значением $k_{пр}$ газовой скважины для ее наиболее простого случая, когда *индикаторная линия* аппроксимируется одночленной формулой:

$$P_2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = a \cdot q_r,$$

где a – линейный коэф. фильтрационно-сопротивления скважины.

В этом случае $k_{пр} = q_r / (P_{пл} - P_3) = q_r / P = (2P_{пл} - P) / a$.

Из этого соотношения видно, что $k_{пр}$ газовой скважины уменьшается при па-

дении *пластового давления* ($P_{пл}$) и увеличения пластовой депрессии (P), при к-рой он определяется. Это означает, что корректное сопоставление эксплуатационных скважин по K_n должно проводиться при одинаковых депрессиях и пластовых давлениях.

В качестве интегрального параметра для сопоставления *продуктивности* газовых скважин используют потенциальный K_n , получаемый при теоретически мыслимой макс. депрессии, равной пластовому давлению. В этом случае:

$$k_{пр} = \frac{q_{ас}}{P_{пл}},$$

где $q_{ас}$ – *абсолютно свободный дебит* скважины, рассчитанный при $P = P_{пл}$.

K_n определяется при проведении газодинамич. исследований *методом установившихся отборов*.

K_n скважины – один из гл. индикаторов, к-рый характеризует геотехнологич. условия извлечения газа из пласта, и контроль за его изменением является одной из гл. задач анализа разработки м-ния. Г. А. Зотов.

КОЭФФИЦИЕНТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГАЗООТДАЧИ (КПГО) – кол-во газа, к-рое может быть добыто в период *промышленной разработки* газового м-ния и поставлено в качестве товарного продукта в *магистральные газопроводы*.

КПГО определяет рентабельную (при существующих геотехнологич.) долю геологич. запасов газа (подробно см. в ст. *Запасы*), реализуемых в качестве товарного продукта. В этом смысле они являются аналогом доказанных запасов газа, используемых в заруб. практике.

При *газовом режиме* КПГО определяется миним. давлением на устье скважины – *давлением забрасывания*, при к-ром еще рентабельны поставки газа в магистральный газопровод за счет *дожимных компрессорных станций*.

При обводнении газовой залежи КПГО зависят от *коэффициентов вытеснения газа водой* в пласте-коллекторе, *макрозащемления газа* за фронтом вытеснения, *обводнения* скважин.

Если не принимать мер по ликвидации водопроявлений в скважинах и компенсации выбывающих за счет обводнения эксплуатационных скважин, КПГО могут оказаться очень низкими. Особенно остро эта проблема стоит для небольших по запасам м-ний, где число эксплуатационных скважин исчисляется единицами и десятками. Для них бурение каждой дополнительной скважины может быть нерентабельным.

Лит.: Гриценко А. И., Дмитриевский А. Н., Ермилов О. М. и др., *Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа*, М., 1992; Закиров С. Н., *Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*, М., 1998.

Г. А. Зотов.

КОЭФФИЦИЕНТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ – отношение площади нефтеносности (газоносности) *коллекторов* к общей площади пласта в пределах

залежи. Применительно к объекту разработки (горизонту) К. р. к. представляет собой отношение суммы К. р. к. по всем пластам (прослоям) к числу пластов (прослоев). Оценка распространения коллекторов по площади имеет важное значение при разведочных работах, подсчете запасов и *проектировании разработки* м-ний нефти и газа.

КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ ГАЗА – отношение объемов равного числа молей реального V_p и идеального V_n газов при одинаковых давлениях и темп-ре: $Z = V_p / V_n$. Модем (киломодем) наз. кол-во вещества в граммах (килограммах), равное его мол. массе. Мол. масса вещества – безразмерное отношение массы молекулы данного вещества к $1/12$ массы атома изотопа углерода ^{12}C . Мол. масса природного газа (M) определяется по формуле:

$$M = M_i \cdot X_i,$$

где M_i – мол. масса i -го компонента, X_i – объемное содержание i -го компонента в долях единицы. Мол. масса природных газов изменяется от 16 до 20. Объем одного моля для всех газов постоянен и равен при *стандартных условиях* $22,4 m^3$. К. с. г. используется при подсчете запасов газа в газовых и газоконденсатных м-ниях, а также газа, растворенного в нефти и воде. При этом он определяет величину отношения объемов реального газа в пластовых и стандартных условиях и является функцией давления, темп-ры и состава газа. Точное значение К. с. г. определяется экспериментально по пластовым пробам газа, а приближенно рассчитывается графически в зависимости от приведенных псевдокритических давления и темп-ры (см. в ст. *Критическое состояние*).

При известном К. с. г. для перехода от объема, занимаемого газом в *нормальных условиях* (V_0), к объему, занимаемому им в пластовых условиях ($V_{пр}$), используют объемный коэффициент пластового газа (b_r), численно равный объему, к-рый бы занял $1 m^3$ газа в пластовых условиях, определяемый из выражений:

$$b_r = V_{пр} / V_0,$$

$$b_r = Z \cdot \frac{T_{пл}}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P_{пл}} = 0,000378 \cdot Z \cdot \frac{T_{пл}}{P_{пл}},$$

где $P_{пл}$ и $T_{пл}$ – пластовые давление и темп-ра. Объемный коэф. пластового газа всегда значительно меньше единицы, т. к. объем газа в пластовых условиях примерно в 100 раз меньше, чем в стандартных условиях.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ – показатель, численно характеризующий относительное уменьшение порового (пустотного) пространства пласта при снижении *пластового давления* на $0,1 МПа$. Характеризует упругие свойства пористой среды и насыщающих ее флюидов и зависит от мине-

ралолич. и гранулометрич. составов породы, степени ее глинистости, темп-ры, кол-ва и состава цементирующего вещества. Механизм изменения пустотного пространства горн. пород обусловлен двумя осн. причинами. Первая из них связана с всесторонним и равномерным сжатием зерен за счет горного давления, являющегося следствием суммарного влияния геостатич. и геотектонич. давлений. При снижении горн. давления сила сжатия уменьшается, что приводит к расширению зерен породы и сокращению объема пустотного пространства. Вторая причина – это функция изменения напряжения, испытываемого скелетом горн. породы и обусловленного разностью между величиной горного давления и пластового (т. н. эффективное давление). Значение пластового давления характеризует степень упругого сжатия флюидов и упругого обжима ими скелета горн. породы. При снижении пластового давления увеличивается эффективное давление, в результате чего увеличивается поверхность контактов между зернами породы, что влечет за собой уменьшение объема пустотного пространства. По данным лабораторных исследований образцов керн К. с. п. с. (μ) рассчитывается по соотношению:

$$\mu = (V_1 - V_2) / V_1 \cdot P,$$

где V_1 и V_2 – объем пор исследуемого образца керн соответственно при начальном и текущем давлениях, см; P – перепад между начальными и текущими давлениями, МПа. При отсутствии лабораторных определений для приближенных расчетов К. с. п. с. применяются графич. зависимости.

К. с. п. с. используется при прогнозировании фильтрационно-емкостных характеристик глубокозалегающих нефтегазоносных пластов и оценке их упруго-емкости.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕЩИНОВАТОСТИ – отношение объема трещин к объему породы, заключающей в себе эти трещины. Практически единственный и наиболее достоверный метод оценки К. т. – определение его величины путем лабораторного изучения шлифов, изготовленных из керн большого диаметра. По мнению большинства специалистов, трещинная пористость несущественно влияет на общую емкость каверно-трещиновато-поровых коллекторов, и ее доля от других видов пустотности составляет не более 10%. Однако трещинная проницаемость фактически определяет в них величину общей проницаемости, что обуславливает важность и необходимость развития и совершенствования промысловых методов определения К. т.

КОЭФФИЦИЕНТ УСАДКИ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА (K_y) – отношение объема (веса) *стабильного конденсата* к объему (весу) *нестабильного конденсата* (в объемном и весовом выражении). Объемный K_y определяется непо-

средств. измерением на *газовом промысле*, а весовой – по составу неустойчивого конденсата, т. е. по массовому проценту C_5H_{12+} в его составе. Значения K_y колеблются от 0,52 до 0,9. K_y зависит от кол-ва растворенных в неустойчивом конденсате газообразных углеводородов, от условий сепарации (давления и темп-ры) и состава фракции C_5H_{12+} .

Малая усадка насыщенного конденсата обусловлена большим содержанием в нем ароматич. или нафтеновых углеводородов. На *Бованенковском месторождении* и *Штокмановском месторождении* она обусловлена большим содержанием нафтенных (соответственно 60 и 49% масс.).

На промысле K_y используется в расчете объема добычи конденсата.

И. А. Гриценко.

КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ скважин – отношение числа физически отработанных за год скважиной суток к календарному году (365 сут).

Проектные К. э. предусматривают плановые остановки скважины в году для проведения текущих испытаний, а также профилактич. работ. Проектный коэф. устанавливается в проектных документах и составляет обычно 0,85–0,95, или 310–347 рабочих сут.

Фактический К. э. характеризует эффективность использования действующего фонда эксплуатационных скважин и показывает кол-во времени, затраченное на проведение внеплановых ремонтных работ на скважинах, связанных с их остановкой. Снижение фактич. К. э. ниже проектных может быть связано с вынужденной их остановкой из-за снижения поставок газа в газопровод (потребителям).

Лит.: Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата (под ред. Ю. П. Коротяева и Р. Д. Маргулова), т. 1–2, М., 1984; Гвоздев Б. П. и др., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1988.

Г. А. Зотов.

КРАЕВОЙ ПРОГИБ, передовой прогиб, предгорный прогиб, – глубокий прогиб земной коры, возникающий на границе *платформ* и *складчатых областей*. Формируются в орогенный этап развития геосинклинали, наглядываясь обычно на *перикратонный прогиб*. По времени образования выделяют К. п.: герцинские (кон. девона – нач. триаса) – Предуральский; мезозойские (кон. триаса – кон. мела) – Предверхоанский; альпийские (неоген – антропоген) – Индо-Кубанский, Терско-Каспийский. К. п. построены резко асимметрично: обращенный к складчатой области крутой борт характеризуется более интенсивными дислокациями, в т. ч. складчатостью и надвигами. В процессе формирования прогиба его ось последовательно смещается в сторону платформы. К. п. заполнены осадками молассовых формаций, морских – в ниж. части, лагунных – в средней, континентальных – в верхней. Часто К. п. являются нефтегазоносными. В К. п. расположены *Вуктыльское месторожде-*

ние, Анастасиевско-Троицкое, Усть-Вилуйское м-ния и др.

Н. А. Крылов.

КРАТНОСТЬ ЗАПАСОВ добыче газа (нефти) – обеспеченность запасами добычи (лет). Получают делением текущих запасов категории $A+B+C_1$ на начало какого-либо года на добычу в этом году в адм., нефтегазоносном районе, добывающем предприятии. Величина К. з. обратна ср. темпу отбора запасов по разрабатываемым и не вовлеченным в разработку запасам и изменяется в процессе освоения ресурсной базы в связи с изменениями добычи (*темпа отбора* по разрабатываемым запасам и соотношением разрабатываемых и неразрабатываемых запасов). Динамика кратности в разл. районах подобна, а ее уровни отражают специфику освоения ресурсов. При подготовке запасов по наиболее крупным м-ниям и в начале добычи величина К. з. максимальная. В процессе вовлечения запасов в разработку добыча возрастает, как правило, темп подготовки запасов замедляется и происходит снижение К. з. При высокой степени использования начальных ресурсов начинается падение добычи, что приводит к росту величины К. з. Некоторые специалисты использовали величину К. з. в качестве осн. показателя обеспеченности запасами добычи. Считается, что оптимальный характер освоения ресурсов нефти и газа по стране в целом и по отд. районам соответствует К. з. 35–40. В действительности оценка обеспеченности является комплексной и включает кроме расчета К. з. оценку объемов и качества текущих разрабатываемых и неразрабатываемых запасов, ожидаемого прироста и ввода в разработку запасов, а также анализ динамики К. з. с ростом освоенности запасов и ресурсов газа и нефти. Рост К. з. на заключительном этапе освоения ресурсов нефтегазоносных районов в условиях падения добычи свидетельствует о фактич. снижении обеспеченности добычи запасами. Стабилизация К. з. в условиях снижающейся эффективности геолого-разведочных работ и падения добычи в «старом» добывающем регионе возможна только за счет интенсификации подготовки и использования запасов.

Ю. Н. Батулин.

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН – процесс укрепления стенок скважин обсадными трубами (ОТ) и *тампонажным материалом*. Включает ряд последовательных операций, связанных с подготовкой ствола, инструмента и обсадных труб: спуск ОТ в скважину, *цементирование скважины* и выполнение заключительных работ. Осн. назначение К. с. – создание надежного канала связи в системе «пласт – устье скважины» и обеспечение изоляции (разобщения) нефтяных, газовых и водоносных пластов в сложных горно-геологич. условиях (*аномально высокое пластовое давление, аномально низкое пластовое давление, многолетнемерзлые породы, слабосвязанные и склонные к гидроразрыву породы, агрессивные флюиды и т. д.*).

При К.с. решается комплекс задач, включающий изучение особенностей крепления газовой скважины, расчет на прочность ОТ и *обсадных колонн* (ОК) при разл. сочетании нагрузок, требования к физико-механич. свойствам тампонажных растворов и подбору их составов, выбору и обоснованию нагрузок на ОТ и цементный камень, изучение конкретных гидрогеологич. условий, способствующих или препятствующих качеств. разобщению пластов, выбор схемы размещения оборудования и технологич. оснастки, режимов для осуществления процесса цементирования.

Наибольшее распространение получило К.с. путем последовательного спуска и цементирования направляющей колонны (направления), кондуктора, промежуточной, эксплуатационной и потайной («хвостовика») колонн. Промежуточная и эксплуатационная колонны могут быть спущены целиком или секциями, а потайная колонна, как правило, входит в башмак предыдущей колонны и в процессе проводки скважины может наращиваться до устья.

Перед спуском ОК производят комплекс геофизич. работ (каверно- и профилометрия), позволяющих определить коэф. кавернозности ствола скважины и выбрать необходимый объем тампонажного материала. Кол-во ОК и глубины их спуска определяют исходя из геологич. данных по совмещению графиков изменения *пластового давления*, давления *гидроразрыва пласта* и *гидростатического давления столба бурового раствора* в координатах «глубина – эквивалент градиента давления». Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб к-рой на данной глубине создаст давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва. Их величины определяют на основании промысловых данных. По этим данным в разрезе скважины выделяют интервалы с аномальными величинами пластовых давлений и давлений гидроразрыва. Каждая из выделенных зон перекрывается очередной ОК (сплошной или потайной). В сложных горно-геологических условиях используются, как правило, сплошные колонны, обеспечивающие более надежное К.с.

Для успешного спуска ОК до проектной глубины производится проработка и калибровка ствола скважины в интервалах сужений, затяжек и посадок *бурильной колонны* (БК), особенно в неустойчивых горн. породах, а также против продуктивных горизонтов. Проработку и последующую калибровку ствола скважины осуществляют разл. бурильными компоновками в сочетании с *расширителями* такого же диаметра, как и долото. Жесткость компоновки низа БК при калибровке должна быть больше жесткости ОК. Ствол обрабатывают тем же способом, что и при бурении последнего интервала скважины. С целью предупреждения осложнений в процессе проработки ствола осуществляют непрерывную подачу долота с механич. скоростью, завися-

щей от твердости горн. пород и скорости бурения, не допуская длительной работы на одном уровне во избежание самопроизвольного забуривания нового ствола; *промывку скважины* с поддержанием той же скорости восходящего потока бурового раствора, что и при бурении прорабатываемого интервала; контроль качества бурового раствора, как и при бурении. При подъеме бурильного инструмента с затяжками ствол скважины прорабатывают повторно. Калибровку ствола осуществляют с использованием компоновки низа БК, соответствующей жесткости для устранения затяжек и посадок в процессе спуска ОК. В скважинах, осложненных перегибами стволов, калибровку проводят в неск. приемов. Для предотвращения заклинивания, возникновения гидроразрыва пород или поглощения бурового раствора скорость спуска жестких бурильных компоновок не должна превышать 1 м/с. Промывку скважины осуществляют 1,5–2 циклами. Для уточнения глубины при калибровке ствола проводят контрольный замер.

ОТ и их резьбовые соединения подготавливают к спуску централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Трубы могут быть муфтовыми и безмуфтовыми. Их подвергают визуальному осмотру, инструментальному обмеру и гидравлич. испытанию. Визуальным осмотром устанавливают целостность труб и их резьбовых соединений. Инструментальный обмер проверяет качество резьбы труб и муфт, длину, овальность, диаметры и толщину стенок. Все трубы, годные после инструментального обмера, опрессовывают внутренним гидростатич. давлением в течение 10–15 с. Величину опрессовочного давления определяют исходя из макс. ожидаемых давлений с коэф. запаса 1,1–1,15. При спуске в скважину ОТ свинчивают над устьем по резьбовым соединениям. Короткие направления из нескольких труб спускают с применением облегченных хомутов, а более длинные и тяжелые – с помощью элеваторов. Кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны спускают в скважину с ротора при помощи элеваторов или спайдер-элеваторов. При свинчивании труб и предотвращения проворачивания (колонн) используются специальные ключи, в т.ч. автоматические. Перед свинчиванием на резьбу наносят соответствующую смазку для герметизации соединений. Свинчивание ОТ контролируется с помощью моментомера. При спуске кондукторов и промежуточных колонн резьбовые соединения первых 5–10 труб и башмака обваривают электросваркой прерывистым швом, чтобы предупредить отвинчивание при дальнейшем бурении.

Для обеспечения нормального спуска, качеств. цементирования и надежной изоляции *продуктивных горизонтов* без обводнения и газонефтеводопроявлений ОК оснащают необходимым оборудованием – оснасткой (башмаком, обратным клапаном, стол-кольцом, центраторами, скребками, турбулизаторами, заколонны-

ми пакерами и т.д.). В процессе спуска колонны величина разгрузки, фиксируемая индикатором веса, не должна превышать допустимых величин. Во избежание прихвата ОК при промывке расхаживают. С целью предотвращения гидроразрыва пласта во время спуска колонны, восстановления циркуляции при промывочных промывках и после окончания спуска рекомендуется: избегать резкого начала спуска очередной трубы и резкого торможения при доспуске трубы; в интервалах залегания пород, склонных к гидроразрыву, уменьшать скорость спуска колонны; восстанавливать циркуляцию с плавным повышением давления. При спуске ОК с обратным клапаном ее периодически заполняют промывочной жидкостью после каждых 5–10 труб. Оптимальная скорость спуска ОК – наибольшая скорость, при к-рой под воздействием возникающих в затрубном пространстве гидродинамич. давлений исключается гидроразрыв горн. пород или смятие ОТ. Максимально допустимая скорость спуска колонны определяется по формуле:

$$V_k = V_p \frac{D_c^2}{D^2},$$

где V_p – максимально допустимая скорость восходящего потока бурового раствора, вытесняемого из кольцевого пространства в процессе спуска колонны, см/с; D_c и D – номинальные диаметры соответственно скважины и ОК, см. При спуске ОК в газовой и газоконденсатной скважинах следят за параметрами бурового раствора, выходящего из затрубного пространства, уровнем его в скважине, а при обнаружении признаков загазирования немедленно начинают его выдавливание, создавая при этом давление на устье скважины. Устройства, используемые для соединения БТ и ОТ, должны позволять осуществлять промывку ствола скважины выше соединения после окончания продавки и в период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) – промежуток времени, по истечении к-рого цементный камень наберет прочность, достаточную для проведения тех или иных технологич. операций в скважине. В зависимости от свойств тампонажного раствора и статич. забойных темп-р период ОЗЦ может варьировать от 12 (для темп-р св. 75 °С) до 48 ч (для многолетнемерзлых пород). При спуске хвостовика устройство для разъединения БК устанавливается над башмаком предыдущей колонны на расстоянии не менее 50 м. Операции по спуску хвостовика завершаются в след. порядке: доспуск ОТ на заданную глубину; подвеска хвостовика и промывка скважины; отсоединение БТ от ОТ; подъем ведущей трубы из скважины и отсоединение ее от БК, установка цементировочной головки. Особенностями спуска ОК в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах являются: более тщательная проработка скважины; выбор коэф. запаса прочности труб в зависимости от интенсивности пространств.

искривления ствола скважины; произ-во проверочного спуска БТ, компоновка низа к-рой по жесткости приближается к жесткости ОК; выбор числа центрирующих устройств и порядка их размещения по длине колонны. В условиях многолетнемерзлых пород (ММП) набор угла наклона ствола скважины осуществляется, как правило, из-под башмака кондуктора. Эксплуатационная колонна в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием спускается до кровли продуктивного пласта с последующей установкой фильтра в нем. Во избежание загрязнения пласта цементным раствором в компоновку эксплуатационной колонны включается заколонный пакер. Для предотвращения смятия ОК в условиях ММП, солях и пластичных глинах они комплектуются из высокопрочных, а в условиях агрессивных сред – из коррозионно-стойких труб. Во избежание растрескивания ММП и техногенного гидратообразования верх. часть эксплуатационной колонны комплектуется из теплоизолированных труб. Следующей, наиболее ответственной, стадией *строительства скважины* является выбор тампонажного материала и цементирование скважины.

После спуска и цементирования каждой ОК приступают к оборудованию устья скважины, типовые схемы к-рых предусматривают: для кондуктора – установку колонной головки последующей ОК и монтаж противовыбросового оборудования (ПВО); для промежуточных и эксплуатационных колонн – подвеску колонн, жесткое и герметичное соединение на устье с предыдущей колонной, контроль за давлением в межколонном пространстве, монтаж ПВО, установку колонной головки, перфорационной задвижки и фонтанной арматуры. После окончания периода ОЗЦ и оборудования устья ОК испытывают на герметичность. Перед передачей скважины на испытание с помощью комплекса геофизич. методов проверяют качество цементирования, положение кровли тампонажного камня, полностью вытеснения промывочной жидкости, плотности контакта цементного камня с колонной и породой, герметичность кольцевого пространства.

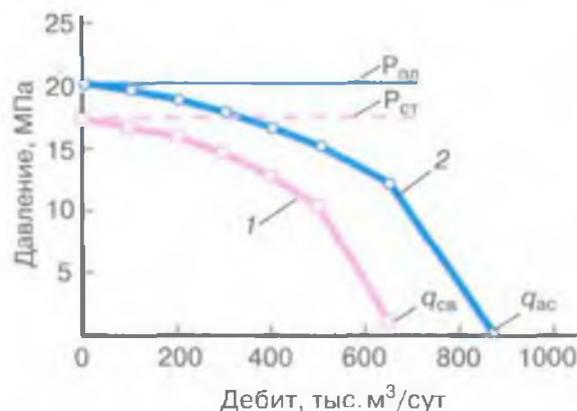
Лит.: Гайворонский А. А., Цыбин А. А., Крепление скважин и разобщение пластов, М., 1981; Середа Н. Г., Соловьев Е. М., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1988.

А. А. Ключов.

КРИВАЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, см. в ст. *Формула нестационарного притока*.

КРИВАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ газовой скважины – зависимость дебита газа от устьевого (или забойного) давления. Представляет собой экспериментальные точки, снятые на каждом режиме испытания *устьевого давления* (рис., кривая 1) или *забойного давления* (рис., кривая 2) от дебита газа.

По К. п. устанавливают свободный дебит скважины ($q_{св}$) путем аналитич. экстраполяции кривой устьевого давления до значения 1 кгс/см^2 , а также *абсолютно свободный дебит* ($q_{ас}$) при экс-



Кривая производительности газовой скважины: $q_{св}$, $q_{ас}$ – дебит газа соответственно свободный и абсолютно свободный; 1 и 2 – давление соответственно устьевое и забойное; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{ст}$ – статическое давление.

траполяции кривой забойного давления, приближающегося к 1 кгс/см^2 .

К. п. служат в качестве индикаторов разл. ряда осложнений на забое и в стволе скважины. Отклонение фактич. режима работы скважины от К. п. свидетельствует о происходящих осложнениях.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата (под ред. Ю. П. Коротаева и Р. Д. Маргулова), т. 1–2, М., 1984; Гвоздев Б. П. и др., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1988.

Г. А. Зотов.

КРИВАЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ, см. в ст. *Формула нестационарного притока*.

КРИОЛИТОЗОНА, см. в ст. *Многолетнемерзлые породы*.

КРИТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ – состояние двух равновесно сосуществующих фаз вещества, при к-ром исчезает граница между его газовой и жидкой фазами и свойства этих фаз становятся тождественными. К. с. характеризуется критич. значениями темп-ры, давления, уд. объема и др. Критич. темп-ра – предельная темп-ра равновесного сосуществования газовой и жидкой фаз, выше к-рой эти фазы неразличимы. При давлении ниже К. с. система может распадаться на две равновесные фазы. При критич. давлении и критич. темп-ре вещество переходит в однофазное состояние.

Для природного газа вместо критич. давлений и темп-р, применяющихся для индивидуальных компонентов, используются среднемолярные критич. давления ($P_{пкр}$) и темп-ры ($T_{пкр}$), к-рые паз. псевдокритическими. Они определяются как суммы произведений критич. давлений и температур и молярных содержаний каждого компонента смеси:

$$P_{пкр} = \sum x_i P_{кр}; \quad T_{пкр} = \sum x_i T_{кр},$$

где x_i – молярное содержание i -го компонента; $P_{кр}$ и $T_{кр}$ – соответственно критические давление и темп-ра.

Приведенные параметры природного газа ($P_{пр}$, $T_{пр}$) определяются как отношения давления и темп-ры к их псевдокритич. значениям:

$$P_{пр} = P/P_{пкр}; \quad T_{пр} = T/T_{пкр}.$$

Критические и приведенные параметры позволяют использовать принцип соответственных состояний для определения коэф. сверхсжимаемости (поправка на реальные газы), вязкости и нек-рых других характеристик газа.

Принцип соответственных состояний заключается в том, что если два или неск. веществ, удовлетворяющих одному и тому же приведенному уравнению состояния газа, имеют одинаковые два из трех приведенных параметров, то и третий приведенный параметр будет у них тоже одинаков. Т. к. в критич. точке приведенные параметры одинаковы и равны 1, то К. с. всех веществ являются соответственными.

И. А. Гриценко.

КРУЗЕНШТЁРНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – уникальное по запасам газа; расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 396 км к С.-З. от пос. Новый Порт. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1976.

М-ние приурочено к одноименному куполовидному поднятию, осложняющему сев.-зап. оконечность Нурминского мегавала *Западно-Сибирской плиты*. Б. ч. его находится в Карском м. По кровле сеноманских отложений верх. мела м-ние представляет антиклинальную складку, вытянутую в меридиональном направлении, размеры к-рой по изогипсе – 800 м равны 24×70 км, амплитуда 70 м. Газоносность установлена в сеноманских отложениях верхнего и альбских, аптских и барремских отложениях ниж. мела. На глубинах 665–2340 м выявлено 11 залежей, из них 7 газовых в терригенных породах покурской свиты апт-сеномана (ПК₁, ПК₉, ПК₁₀), ханты-мансийской свиты альба (ХМ₂) и пластах неокома (ТП₁₋₃, ТП₄₋₅, ТП₉) и 4 газоконденсатные залежи в неокоме (ТП₁₀, ТП₁₃, ТП₁₄ и БЯ₂).

Осп. запасы газа связаны с песчано-алевролитовыми отложениями сеномана, залегающими на глуб. 665–815 м. Газонасыщенная толщина продуктивных отложений 57,8 м, пористость 32%, газонасыщенность 0,74, начальное пластовое давление 8 МПа. Дебиты газа 247 тыс. м³/сут (диам. штуцера 19 мм). ГВК на абс. отметке – 798 м. Залежь массивная сводовая. Нижележащие продуктивные горизонты имеют газонасыщенную толщину 1,9–20 м, пористость 18–29%, пластовое давление 11,3–22,9 МПа. Дебиты газа при испытании составили 255–528 тыс. м³/сут. С глубиной увеличивается содержание конденсата в газе (г/м³): 23,1 (пласт ТП₁₀ на глуб. 1690 м), 150 (пласт БЯ₂ на глуб. 2340 м).

Начальные разведанные запасы газа категорий А + В + С₁ равны 964,7 млрд. м³, категории С₂ – 710,0 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению (2004).

В. И. Старосельский.

КРЯЖА КАРПИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

«КУБАНЬГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее



Рис. 1. Строительно-монтажные работы на компрессорной станции «Краснодарская».

предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Адм. центр – г. Краснодар. С 1992 правопреемник одноименного производств. объединения, созданного в 1965.

В кон. 1950-х – нач. 1960-х гг. шло интенсивное освоение газовых м-ний, строились газопроводы, в т.ч. небольшие, для обеспечения внутр. потребностей края. В этот период Краснодарский и Ставропольский края стали осн. поставщиками природного газа для нар. хоз-ва быв. СССР. К 1961 в крае было открыто св. 20 высокопродуктивных газоконденсатных м-ний. Принципиально новые методы пром. разведки (опытно-пром. эксплуатация м-ний) позволили значительно сократить сроки ввода газоконденсатных м-ний в эксплуатацию, сократить кол-во разведочных скважин и ускорить подготовку м-ний к пром. разработке. Была внедрена новая система группового сбора газа. С кон. 60-х – нач. 70-х гг. 17% общесоюзной добычи газа приходилось на долю Кубани. Протяженность магистральных газопроводов «К.» составляла 2350 км.

С сер. 1980-х гг. дебит скважин неуклонно снижался. Но внедрение новых

технологий поиска и разведки, организации собств. геолого-разведочной службы удалось стабилизировать добычу газа и создать предпосылки для ее роста. Добычу сырья (газа, конденсата, нефти) дополнило создание собств. мощностей по его переработке, что позволило полностью обеспечить свой автопарк бензином и дизельным топливом. В 1980-е гг. в структуру производств. объединения вошло упр-ние морского порта в г. Темрюк, к-рый с 1993 стал морскими воротами ОАО «Газпром» на Ю. страны. Морской флот «К.» насчитывает 5 сухогрузов.

С 1994 в «К.» действует «Научно-технический центр», разработавший комплекс приборов для диагностики состояния крепи скважин, телесистемы контроля и упр-ния траекторией проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

«К.» – многопрофильное хоз-во, объединяющее в единую технологич., организационную и финансовую систему 20 структурных подразделений, действующих на терр. Краснодарского кр., Ростовской обл. и Респ. Адыгея.

Это одна из самых развитых в стране высоко разветвленных систем магист-

ральных газопроводов протяженностью ок. 6 тыс. км с годовым объемом транспортируемого газа св. 13 млрд. м³. Поставку газа потребителям осуществляют более 200 *газораспределительных станций*. Осн. поток газа, потребляемого на Кубани, транспортируют Березанское и Кушевское линейные упр-ния магистральных газопроводов. Потребности края летом составляют 11 млн. м³ газа в сут, а зимой в 4 раза больше. Неравномерность поставок газа в Краснодарский кр. из магистральных газопроводов *Единой системы газоснабжения* восполняют Кушевское и Краснодарское подземные хранилища, обеспечивающие бесперебойное газоснабжение в зимний период. Для стабилизации добычи газа ежегодно в эксплуатацию вводится 10–15 новых скважин, открываются 1–2 м-ния. На нач. 2003 предприятия обслуживало 45 газовых и газоконденсатных м-ний, на к-рых активно внедрялись новые технологии, способствующие увеличению добычи газа.

ООО «К.» выполняет весь комплекс работ по переводу на газ автотранспорта и осуществляет его заправку на 13 *автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях*. Производит огнетушители, бытовые и автомоб. газовые баллоны, системы пожаротушения.

Большая часть н.-и. проблем предприятия решается «Научно-техническим центром», разработки к-рого успешно применяются на газовых и газоконденсатных м-ниях Кубани, о. Сахалин, Калининградской обл. В вопросах внедрения достижений научно-технич. прогресса в бурении, добыче газа и переработке конденсата «К.» занимает передовые позиции в «Газпроме».

На кон. 2002 «К.» завершено стр-во первого пускового комплекса газопровода Россия – Турция (проект «Голубой поток»). В реализации данного проекта «К.» – заказчик-застройщик. В эксплуатации компании находится 307 км этого газопровода и компрессорные станции «Краснодарская» (рис. 1) и «Береговая» (рис. 2). Стр-во газотранспортной системы ведется через акваторию Черного м. впервые в мире на глубине более 2000 м.

Перспективы развития «К.» связаны с проектом «Голубой поток», к-рый должен увеличить рынок сбыта рос. газа на 365 млрд. м³. Реализация проекта позволит заметно усилить экономич. потенциал Северо-Кавказского региона России.

Ю. М. Басарыгин.

КУСТОВОЕ БУРЕНИЕ – сооружение скважин (в осн. наклонно-направленных), устья к-рых группируются на близком расстоянии друг от друга на общей ограниченной площади (основании), а забои вскрывают *продуктивный горизонт* в заданных точках в соответствии с сеткой разработки (рис.).

К. б. применяется при разработке м-ний на территории с сильно пересеченным рельефом местности, в пределах акваторий или под застроенными участками, при разработке газовых (и нефтяных) м-ний в определенных климатич. условиях: в зимний период (когда наблюдает-



Рис. 2. Компрессорная станция «Береговая».

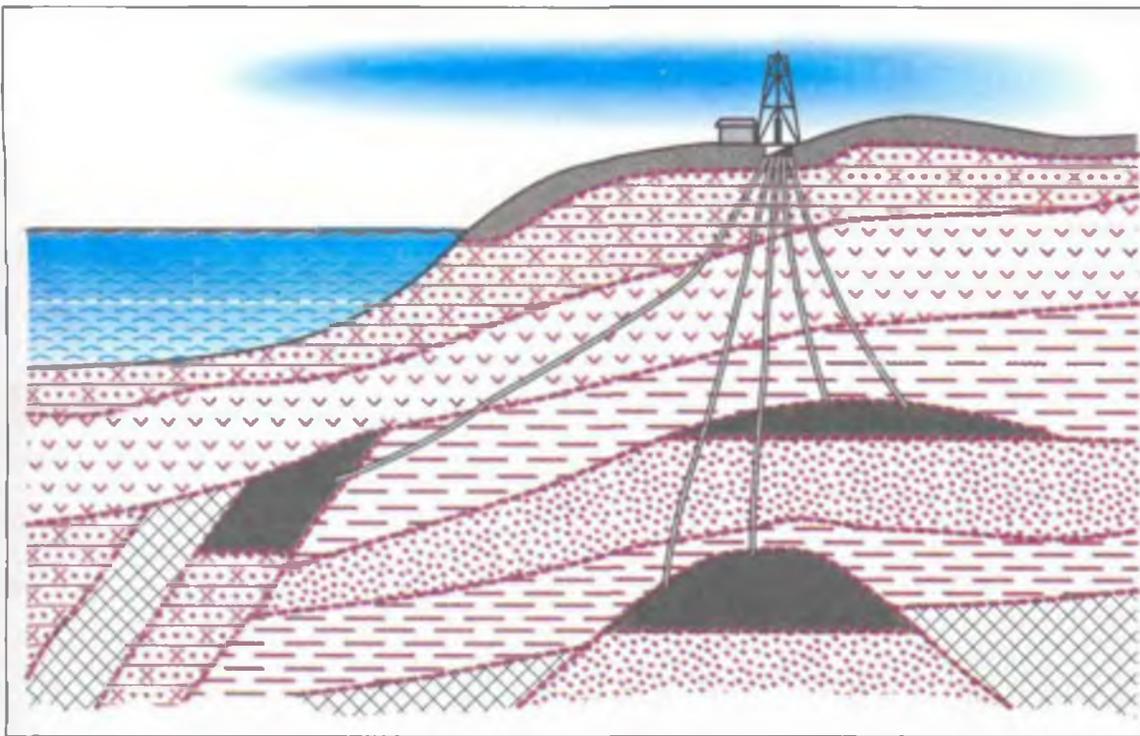


Схема куста скважин.

ся большой снеговой покров) или весной (во время распутицы и значительных паводков). Площадку для К. б., на которой размещаются буровая установка и устьевое оборудование, обычно располагают там, где по условиям рельефа местности затраты времени и средств будут минимальными. Бурение скважин производится разл. кол-вом одновременно действующих буровых установок разл. мощности в зависимости от кол-ва скважин и их глубины. В процессе разбуривания куста скважин с точки на точку передвигают только вышки и насосную группу, а вспомогательные службы (площадки под буровой инструмент, склад, котельные и т. д.) размещают стационарно.

При К. б. скважин с близким расположением устьев наиболее сложным с т. зр. безопасности ведения работ является бурение вертикальных участков близкого расположенных скважин. Бурят скважины в кусте, начиная с первой, при наличии проекта проводки всех последующих скважин куста. Контроль за положением ствола наклонной скважины в простран-

стве осуществляется спец. приборами (инклинометрами и телеметрич. системами). Кол-во скважин в кусте в зависимости от условий бурения изменяется от 3–5 до нескольких десятков, а макс. отклонения забоев скважин от вертикали могут превышать 2000–10 000 м.

Кустование скважин в природных условиях С. России позволяет по-новому проводить буровые работы и организацию промыслового хоз-ва. В стадии разбуривания м-ний, особенно в долгий зимний период, когда имеются наилучшие возможности для устройства временных дорог, кустование позволяет обеспечить круглогодичное материально-технич. снабжение одной или нескольких непрерывно работающих буровых установок. Т. о. ликвидируется сезонность в бурении и почти полностью исключаются вышко-монтажные работы. Применение К. б. дает возможность значительно сократить строительные-монтажные работы, уменьшить объем вспомогательных работ, упростить обслуживание эксплуатируемых скважин и сократить объем перевозок и

затраты на оборудование промысла, упростить автоматизацию процесса добычи и обслуживания, а также способствует охране окружающей среды.

К. б. позволяет создать новые формы организации труда буровых бригад, максимально приблизив их труд к труду заводских рабочих. При одноврем. действии с одной ограниченной площадки в течение длительного времени нескольких буровых установок исключается отрыв буровых бригад от подсобных цехов, более гибким и оперативным становится руководство работами, появляется возможность провести более детальную специализацию в выполнении отд. технолог. процессов. Кусты скважин становятся крупными пром. центрами.

А. Г. Калинин.

КУСТОВОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ эксплуатационных газовых скважин – концентрация устьев нескольких скважин на небольших площадках земной поверхности (в кустах).

К. р. позволяет значительно снизить металлоемкость и стоимость систем сбора газа и платы за использование земель под стр-во скважин, предотвратить значительный ущерб, наносимый при этом поверхностным участкам, особенно в тундре и зонах многолетней мерзлоты Крайнего Севера.

Первое К. р. газовых скважин в России было реализовано на *Медвежьем месторождении*. В кусте располагалось 2–3 вертикальные скважины с расстоянием между устьями до 70 м и между забоями до 70–150 м. Впоследствии, используя наклонно-направленные скважины, число скважин в кустах было увеличено до 10–12 и более. Расстояние между устьями скважин было сокращено до 20–25 м, а между забоями – приближено к традиционным сеткам размещения газовых скважин 500–1000–1500 м.

Совр. техника стр-ва скважин позволяет за счет *наклонно направленного бурения* создавать мощные по производительности кусты скважин (20–30 шт.), совмещая их на одной площадке с *установками комплексной подготовки газа*.

Г. А. Зотов.

Л

«ЛАСТОЧКА» – автоматич. многофункциональная система, применяемая в разл. технологич. процессах при эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных м-ниях. Подробно см. в ст. *Удаление жидкости*.

ЛЯВÓЖСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ненецком авт. округе, в 80 км к В. от г. Нарьян-Мар. Входит в *Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1971.

Приурочено к антиклинальной складке Лайского вала в центр. части Денисовской впад. Размеры поднятия по кровле сакмарских известняков ниж. перми 54 × 18 км, амплитуда 250 м. Поднятие прослеживается по всем горизонтам осадочного чехла до ср. девона включительно. В ниж. девоне и в более глубоких горизонтах ему соответствует впадина, разделяющая крупные выступы фундамента.

На м-нии газonosны базальные песчаники ниж. триаса, карбонатные породы сакмарского яруса ниж. перми и верх. карбона – ниж. перми на глуб. 1465–2425 м. Осн. запасы газа (63,6%) приурочены к пласту 1-го сакмарского яруса на глубинах 2225–2405 м. Коллектор карбонатный порово-грещинный. Эффективная толщина 5,25 м, начальное пластовое давление 24,5 МПа, пластовая темп-ра 58 °С. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная.

Нефтегазоконденсатная залежь в породах ниж. перми – верх. карбона залегает на глуб. 2345–2425 м. Резервуарами являются известняки, пористость к-рых достигает 15–22%; проницаемость 0,006 мкм². ГНК на абс. отметке –2305 м. Начальное пластовое давление ок. 24,8 МПа, пластовая темп-ра ок. 60 °С. При испытании дебит составил 650 тыс. м³/сут (диам. штуцера 20,3 мм). Состав природного газа в отложениях ниж. перми – верх. карбона (в %): метан 80,2; этан 2,8; пропан 1,2; бутаны 0,8; пентан и высш. углеводороды 2,0; азот 13,0. Содержание конденсата 74,5 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 137,9 млрд. м³, по категории С₂ – 2,2 млрд. м³, накопленная добыча – 0,7 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

ЛЕДОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – расположено в сев.-вост. части Баренцева м., в 700 км к С.-В. от г. Мурманск. Входит в Восточно-Баренцевскую нефтегазоносную провинцию. Открыто в 1992.

М-ние приурочено к сев.-зап. части Штокмановско-Ледовой седловины и представляет собой брахиантиклинальную складку сев.-вост. простирания, ограниченную с Ю.-З. и С.-В. субпараллельной системой разрывных нарушений сбросово-сдвигового характера. Свод Ледового поднятия осложнен зап. и вост. куполами. На зап. куполе на глубинах 1815–2125 м вскрыты газоконденсатные залежи в терригенных отложениях ср. юры: пласты Ю₀, Ю₁, Ю₁₋₁, Ю₂. Эффективная мощность коллекторов от 3 до 29,1 м, пористость 16–17%, начальное пластовое давление 19,4–21,2 МПа. Дебиты газа при испытании составили 65–355 тыс. м³/сут. ГВК проводится на абс. отметке от –1845,1 до –2131,1 м. Осн. запасы приурочены к пласту Ю₁ на глубине 2023 м. Газонасыщенная мощность продуктивных отложений 50,3 м, пористость 17%, начальное пластовое давление 20,8 МПа. Залежь пластовая, сводовая размером 33 × 17 км, ее высота 79 м. ГВК проводится по абс. отметке –2689,7 м. Пластовый газ бессернистый, содержит (в %): метан 92,84; этан 2,16; пропан 0,54; бутаны 0,39; пентан и высш. углеводороды 1,15; азот 2,65; углекислый газ 0,27. Содержание конденсата в пласте Ю₁ 13 г/м³.

На нач. 2002 начальные разведанные запасы газа по категории С₁ оценены в 91,7 млрд. м³, по категории С₂ – 330,4 млрд. м³. М-ние находится в стадии разведки. В. И. Старосельский.

ЛЕНИНГРАДСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – расположено в акватории Карского м., в 125 км к С.-С.-В. от пос. Харасавей. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1990.

М-ние приурочено к Русановскому мегавалу Южно-Карской синеклизы. Размеры поднятия по сеноманским отложениям верх. мела 46 × 37 км, высота 140 м.

На м-нии газonosны меловые терригенные отложения сеномана (пласт С), сеноман-альба (марресалинская свита, пласты АС₁, АС₂, АС₃), алта (танолчинская свита, пласт А₁). Глуб. залегания продуктивных горизонтов 1099–1895 м. Залежь пласта А₁ газоконденсатная. Осн. запасы приурочены к сеноманским отложениям верх. мела на глуб. 1099 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Эффективная мощность коллекторов 28,3 м; пористость 27%; начальное пластовое давление 11,4 МПа; пластовая темп-ра 40 °С. При испытании получен

приток газа с дебитом 253 тыс. м³/сут (диам. штуцера 19 мм). Продуктивные отложения имеют газонасыщенную толщину 28,3 м, пористость 27%. Нижележащие пласты имеют газонасыщенную толщину 8,3–36,3 м, пористость 25–27%, начальное пластовое давление 16,2–20,0 МПа.

Состав газа преим. метановый, содержание гомологов метана 0,05–4,59%, азота 0,71–0,28%, углекислого газа 0,21–0,16%. В пласте А₁ на глуб. 1895 м содержание конденсата 18,6 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ оценены в 71 млрд. м³, по категории С₂ – 980,6 млрд. м³. М-ние находится в стадии разведки. В. И. Старосельский.

ЛÉНО-АНАБАРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Хатангско-Вилуйская нефтегазоносная провинция*.

ЛÉНО-ВИЛУЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ, см. в ст. *Хатангско-Вилуйская нефтегазоносная провинция*.

ЛÉНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – занимает территорию юго-зап. Якутии и Иркутской обл., юж. и центр. районы Красноярского кр., охватывая центр. и юго-зап. часть Средне-Сибирского плоскогорья. Общая пл. 3,3 млн. км².

Провинция занимает б.ч. *Сибирской платформы*. Внеш. обрамление составляют сооружения Байкало-Патомской, Восточно-Саянской складчатых областей, Енисейского кряжа и Приенисейской части *Западно-Сибирской плиты*.

Внутр. ограничениями областей седиментации являются Анабарский, Оленекский, Сунтарский внутриплатформенные своды и др. Фундамент провинции представляет сложную систему разновозрастных блоков катархейской, архейской и протерозойской консолидации. В сев.-вост. части провинции (Анабарский и Оленекский своды) фундамент выходит на поверхность, на остальной территории он погружается до глуб. 12–14 км. Основными тектонич. элементами являются Байкитская, Анабарская, Непско-Ботубинская антеклизы, Курейская, Присаяно-Енисейская, Тунгусская синеклизы, Предпатомский региональный прогиб и Ангаро-Ленская ступень.

В пределах провинции выделяются (рис.): Анабарская, Северо-Тунгусская, Южно-Тунгусская, Катангская, Присаяно-Енисейская, Предпатомская, Северо-Алданская нефтегазоносные области. *Байкитская нефтегазоносная область*, *Ангаро-Ленская нефтегазоносная область*, *Непско-Ботубинская нефтегазоносная*



Нефтегазоносные провинции Сибирской платформы.

область и др. Большая часть нефтегазоносных областей связана с зонами перикраонных опусканий. Внутриплатформенные НГО (Байкитская, Анабарская и др.) характеризуются сокращенным осадочным чехлом.

В пределах юж. и зап. частей установлены проявления траппового магматизма. Мощность осадочного чехла от первых сотен м (Анабарский свод) до 10-12 тыс. м (Уринский рифт).

Осадочный чехол включает 6 нефтегазоносных комплексов (НГК) — рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девон-

ский и каменноугольно-пермский (табл.). На Ю.-В. провинции в вендском НГК выделены ниже-, верхненепский и тирский горизонты, приуроченные к песчаникам, а в верхневендско-нижнекембрийском — преобразженский, юряхский и анинский горизонты, содержащие карбонатные породы (резервуары). В юж. и центр. частях провинции в кембрийском НГК выделены, возможно, нефтегазоносные горизонты — нижнебельский, булайский и ичерский. Севернее Юрубчено-Тохомской зоны располагаются краевые рифы, к зап. части к-рых приурочена зона проницаемых коллекторов. Ордовик-

ско-девонский и каменноугольно-пермские НГК развиты на С.-З. провинции. В ордовикско-девонском НГК выделены байкитский (песчаники), чалбышевский и дьявольский (карбонатные породы) горизонты.

Систематич. нефтегазопоисковые исследования начаты в 1948. Первое газоконденсатное Атовское м-ние открыто в 1961. В последующие годы выявлены Марковское (1962), Ярактинское (1969) м-ния и др. Всего на терр. провинции выявлено более 30 м-ний углеводородов, в т.ч. гигантские (Ковыктинское месторождение, Чаяидинское месторож-

Таблица. Характеристика основных нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

НГК	Мощность, м	Экран	Коллекторы	Пористость, %
Рифейский	до 500	Карбонатно-глинистые отложения	Песчаники, известняки	0,3–18
Вендский	до 1500	Карбонатно-глинисто-галогеенные отложения	Песчаники, аргиллиты	до 20
Вендско-нижнекембрийский	100–900	Галогеенно-карбонатные отложения	Известняки, доломиты	5–12
Кембрийский	до 500 и более	Галогеенно-карбонатные отложения	Известняки, доломиты	7,5–20
Ордовикско-девонский	до 500	Глинистые известняки	Известняки, доломиты, песчаники	4–30
Каменноугольно-пермский	600 и более	Вулканогенно-осадочные отложения	Песчаники	11–30

дение и Юрубчено Тохомское месторождение) и крупные (Среднеботуобинское месторождение, Верхневилучанское, Тас Юряхское месторождение, Собинско-Пайгнское, Дулисьминское, Ярактинское и др.) газоконденсатные и нефтеконденсатные. В Хатангской вид. локальные ловушки связаны с соляными куполами (Нордвикское м-ние).

Широко развиты м-ния, связанные с неструктурными ловушками, контролируемые литологич. замещением пород-коллекторов и поверхностями несогласий. Особенностью большинства залежей углеводородов является дефицит *пластового давления*, достигающий в отдельных случаях 15–25% от условного гидростатического. *Свободные газы* содержат 73–88% метана; сероводород практически отсутствует. Отмечается высокое содержание гелия.

Содержание метана изменяется с глубиной при возрастании доли его гомологов. Состав газа в мезозойских отложениях однообразен, преобладает метан (до 90–95%). Плотность газовых конденсатов 0,73–0,83 г/см³. По углеводородному составу конденсаты юрских отложений – метановые, а меловых и пермо-триасовых – метано-нафтоновые. Отмечается увеличение плотности нефти вверх по разрезу (от 0,7 до 1,0 г/см³). В этом же направлении отмечается увеличение содержания смол и уменьшение содержания парафина.

Начальные суммарные ресурсы газа провинции оцениваются в 30 трлн. м³, ср. степень их разведанности составляет 4,7%, изменяясь от 10,4% (Иркутская обл.) до 2,8 (Красноярский кр.), что позволяет рассчитывать на открытие новых крупных м-ний.

В небольших объемах добыча газа осуществляется в Иркутской обл. и Респ. Саха (Якутия). Ю. Б. Силантьев.

«ЛЕНТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Осуществляет транспортировку и поставки природного газа в Северо-Западном регионе России. Адм. центр – г. С.-Петербург. С 1999 правопреемник производств. объединения «Лентрансгаз», созданного в 1973 на базе Ленинградского упр-ния магистральных газопроводов (последнее образовано в 1948).

Первым в Ленинградский газотранспортной системе стал 203-километровый трубопровод Кохтла-Ярве – Ленинград, по к-рому с 1948 сланцевый газ поступал с заводов гг. Кохтла-Ярве и Сланцы. В первый год эксплуатации в г. Ленинград было поставлено 73,2 млн. м³ (меньше совр. суточной подачи). В 1959 с вводом в действие газопровода Серпухов – Ленинград началась широкая *газификация* Ленинградской, Новгородской, Тверской, Калужской и Московской областей.

В сер. 1960-х гг. предприятием с участием отраслевых н.-и. ин-тов были автоматизированы *компрессорные станции* («Белюсовская», «Волоколамская», «Торжок», «Валдайская», «Новгородская» и др.), относящиеся к газопроводу Серпухов – Ленинград.

В 1970 были введены участок газопровода Ухта – Торжок, в 1973 – газопровод Ленинград – Выборг – Госграница протяженностью 162 км и компрессорная станция «Северная», с помощью к-рой началась транспортировка газа в Финляндию.

В 1974 начат ввод в эксплуатацию системы мощных газопроводов Торжок – Минск – Ивацевичи, к-рая за короткий срок быстро наращивала объем газопередачи, являясь осн. поставщиком газа в Белоруссию и в страны Зап. Европы. За счет перераспределения потоков газа на компрессорной станции «Торжок» появилась возможность транспортировать газ в сторону г. Москва.

Для повышения надежности газоснабжения г. С. Петербург вступила в строй 1-я очередь газопровода Грязовец – Ленинград. На базе компрессорных станций «Волхов» и «Пикалево» было создано Волховское линейно-производств. упр-ние. В 1993 введена 2-я нитка газопровода, расширены компрессорные станции. Среди крупных потребителей газа: Волховский алюминиевый з-д, Пикалевский з-д «Глинозем» и Бокситогорский з-д «Глинозем». В 1996 завершено стро-во и приняты в эксплуатацию газопроводы Тула – Торжок и Торжок – Долина в границах предприятия «Лентрансгаз». В кон. 1996 введен в строй газопровод Волхов – Петрозаводск, по к-рому осуществлялась подача топлива в Карелию.

На нач. 2003 «Л.» обслуживает систему *магистральных газопроводов* протяженностью св. 8 тыс. км, 210 *газораспределительных станций*, 22 компрессорных цеха, 158 *газоперекачивающих*

агрегатов суммарной мощностью более 700 МВт.

В структуру «Л.» входят: 12 линейных производств. упр-ний магистральных газопроводов, 2 станции подземного хранения газа; упр-ния технологич. транспорта и спецтехники, материально-технич. снабжения и комплектации («Лентрансгазснабкомплект»), производственно-техническое – по ремонту и наладке технологич. оборудования («Ленгазэнергоремонт»).

Св. 75 млрд. м³ природного газа в год поставляется «Л.» в крупные пром. центры – С.-Петербург, Великий Новгород, Псков, Тверь, Ржев, Смоленск, Калининград, Петрозаводск. Компания осуществляет также транзит газа в Зап. Европу, Финляндию, Прибалтику, страны СНГ.

Важнейшие направления деятельности «Л.»: транспортировка природного газа по магистральным газопроводам, его хранение в подземных хранилищах, поставка газа потребителям через распределительные станции по газопроводам отвода, эксплуатация *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций*, развитие, реконструкция газотранспортных систем и подземных хранилищ газа. В перспективе реализация проектов, связанных с освоением м-ний п-ова Ямал, шельфа Баренцева м., а также с сооружением Северо-Европейского газопровода.

На предприятии успешно разрабатываются и внедряются новые технологии, способствующие широкому применению *сжиженного природного газа* (СПГ). В 2001 в пригороде г. С.-Петербург (в Петродворце) открыт 1-й в России мини-завод по произ-ву СПГ.

«Л.» осуществляет благотворительную деятельность, направленную на возрождение духовной культуры страны, поддерживает программы по оказанию помощи социально незащищенным слоям населения. С. Г. Сердюков.

ЛИМИТЫ ОТВЕТСТВЕННОСТИ, см. в ст. *Экологическое страхование*.

ЛИНЕЙНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ магистрального газопровода – компенсирует потери давления на предшествующем участке газопровода, обеспечивая расчетное давление в 5,6–10 МПа. Располагаются обычно через каждые 90–150 км газопровода. Степени сжатия компрессорной станции обычно

применяются в диапазоне 1,3–1,7. В зависимости от проектной производительности газопровода и степени сжатия компрессорной станции применяются газоперекачивающие агрегаты (ГПА) из типового ряда 2,5–4–6,3(8)–10(12)–16–25 МВт.

Технологич. схема Л. к. с. представляет собой цеховую структуру с пониточной привязкой компрессорных цехов, число к-рых доходит до 6–8. Мощность компрессорного цеха 80–90 МВт, производительность до 100 млн. м³ газа в сут.

Регулирование и изменение режима работы компрессорной станции осуществляется изменением числа цехов, а в каждом цехе – изменением числа рабочих ГПА, частоты вращения газотурбинных газоперекачивающих агрегатов 0,75–1,05 от номинальной частоты вращения. Регулирование электроприводных газоперекачивающих агрегатов с нерегулируемой частотой вращения осуществляется перестановкой входных направляющих аппаратов центробежных компрессоров. Температурный режим компримирования на компрессорной станции поддерживается аппаратами воздушного охлаждения (см. в ст. Теплообменный аппарат и Охлаждение газа) после сжатия газа.

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ газопровода – часть магистрального газопровода (МГ), объединяющая компрессорные станции в единую газотранспортную систему для передачи газа от газовых промыслов к потребителям газа.

Л. ч. включает: собственно трубопровод с ответвлениями, дупингами и перемычками, запорной арматурой, переходами через естеств. и искусств. препятствия, узлами редуцирования давления газа, узлами очистки полости газопроводов и устройствами для ввода метанола. Она включает также установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологич. связи, средства телемеханики, линии электроснабжения, предназначенные для обслуживания трубопроводов, устройства электроснабжения и дистанционного упр-ния, противопожарные средства, противозерозионные и защитные сооружения, коллекторы для сбора и утилизации продуктов очистки полости, здания и сооружения линейной службы эксплуатации, постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местоположения трубопровода, указатели и предупредительные знаки.

Л. ч. должна обеспечивать магистральный транспорт газа при выполнении след. технологич. операций: очистка полости газопровода от загрязнений очистными устройствами или продувкой; ввод метанола в полость газопровода с целью разрушения газовых гидратов или предотвращения их образования; перепуск газа из одного газопровода в другой с разл. рабочим давлением; перепуск газа

между отд. нитками газопровода на многониточных системах; отключение и ввод в работу отд. участков газопровода; измерение расхода газа; подача газа попутным потребителям.

Эффективность и надежность эксплуатации Л. ч. газопровода обеспечивают след. организационно-технич. мероприятия: постоянный контроль технич. состояния газопровода (обходы, объезды, облеты трассы); дефектоскопия труб; поддержание в исправном состоянии газопровода и своевремен. выполнение регламентно-профилактич. работ и реконструкции; поддержание гидравлич. эффективности, близкой к проектной; модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования; прогнозирование, предупреждение и ликвидация аварийных ситуаций и аварий; регулярное уведомление руководителей сторонних организаций и населения о местоположении газопроводов и мерах безопасности; соблюдение технич. требований к охранной зоне и зоне минимально допустимых расстояний до населенных пунктов, пром. и с.-х. предприятий, зданий и сооружений.

В зависимости от рабочего давления транспортируемого газа МГ подразделяют на два класса: I класс – рабочее давление от св. 2,5 до 10 МПа включительно; II класс – от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

МГ и их участки подразделяют также на категории в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления.

Для снижения опасности повреждения МГ при любом виде их прокладки устанавливаются охранные зоны: вдоль трасс однопиточных МГ или многониточных газопроводов в виде участка земли, ограниченного или огражденного условными линиями, проходящими в 25 м соответственно от оси газопровода с каждой стороны или от оси крайних газопроводов; вдоль подводных переходов в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси крайних газопроводов на 100 м с каждой стороны.

Расстояние от оси МГ до населенных пунктов, отдельных пром. и с.-х. предприятий, зданий и сооружений принимается в зависимости от класса и диаметра газопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности.

МГ в зависимости от условий эксплуатации (технологич., конструктивных, природно-климатич. и т. д.) бывают подземные (с заглублением), наземные (в насыпи) и надземные (на опорах).

Подземная прокладка газопроводов с заглублением в грунт – осн. метод прокладки. При этом глубина его заложения зависит от диаметра газопровода, природно-климатич. условий районов прокладки.

Глубина заложения МГ до верха трубы (в м) не менее: 0,8 – при условном диаметре менее 1000 мм; 1,0 – при условном диам. 1000 мм и более (до 1400 мм); 1,1 – на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению, и при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных) каналов; 1,0 – в песчаных барханах (считая от ниж. отметок межбарханной осевой линии), на пахотных и орошаемых землях; 0,6 – в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и с.-х. машин.

На участках трассы с резкопересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается прокладка газопроводов в специально возведенные земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

Надземная прокладка трубопроводов или их отд. участков допускается в пустынных и горн. районах, болотистых местностях, районах горн. выработок, оползней и районах распространения вечномерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естеств. и искусств. препятствия.

В каждом конкретном случае надземная прокладка газопроводов должна быть обоснована технико-экономич. расчетами, подтверждающими экономич. эффективность, технич. целесообразность и надежность газопровода.

Диаметр МГ определяется гидравлическим, тепловым и оптимизационным расчетами, исходя из заданной пропускной способности.

Расчетную толщину стенки МГ (δ , см) определяют по формуле:

$$\delta = \frac{nPD_n}{2(R_1 + nP)} \quad (1)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений формула принимает вид:

$$\delta = \frac{nPD_n}{2(R_1\psi_1 + nP)} \quad (2)$$

где n – коэф. надежности по нагрузке (рабочему давлению газа в газопроводе); P – рабочее (нормативное) давление газа, МПа; D_n – наружный диаметр трубы, см; R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяемое по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^* m}{k_1 k_n}$$

где R_1^* – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений (равно миним. значениям временного сопротивления); m – коэф. условий работы газопровода; k_1 – коэф. надежности по материалу; k_n – коэф. надежности по назначению газопровода; ψ_1 – коэф.

фициент, учитывающий 2-осное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}$$

где $\sigma_{\text{пр}N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение (определяется от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго-пластич. работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений), МПа.

Толщину стенки труб, определяемую по формулам (1) и (2), следует принимать не менее $1/140 D_{\text{н}}$, но не менее 3 мм – для труб с условным диаметром 200 мм и меньше и не менее 4 мм – для труб с условным диаметром св. 200 мм.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле (2), должно быть обосновано технико-экономич. расчетом, учитывающим конструктивные решения и темп-ру транспортируемого газа. Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусматриваемого ГОСТом или технич. условиями на трубы.

Выбор труб для МГ осуществляется по их диаметру, толщине стенки, технол. параметрам и природно-климатич. условиям прокладки. Защита МГ от коррозии осуществляется спец. покрытиями и средствами *электрохимической защиты*.

Лит.: Правила охраны магистральных трубопроводов, М., 1992; Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, М., 2000. *З. Т. Галиуллин, В. В. Девичев.*

ЛИНЕЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ, см. в ст. *Оперативно диспетчерское управление*.

ЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ, см. *Закон Дарси*.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ пластов – изменчивость количеств. и качеств. признаков в пределах одного или нескольких геологич. тел, формирующих пласт. Л. н. – смена литотипов, а соответственно и их *фильтрационно-емкостных свойств*. Изменчивость вышеуказанных признаков в пределах выделенного литотипа, проявляющаяся в изменении гранулометрич. состава, характера и веществ. состава минеральной компоненты и цемента породы, характеризуется как микронеоднородность, а в масштабах пласта или др. литологич. тела – как макронеоднородность. Выделяются вертикальная и латеральная Л. н., к-рые определяются изменением фациальной обстановки осадконакопления: в первом случае – во времени, во втором – по площади. Качеств. характеристика Л. н. существенно может дополняться статистико-математич. характеристиками и использоваться при создании геологич. моделей залежей, проектировании и прогнозе технол. параметров разработки и т. д.

С. В. Миронова.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ ГОРИЗОНТ – пласт или слой, однородный по литологич. составу или выделенный в разрезе по какому-то одному признаку. Этим признаком могут быть преобладающий литологич. тип, комплекс органич. остатков, фациальная принадлежность и т. п.

При значительной протяженности Л. г. может являться маркирующим горизонтом при корреляции геологич. разрезов на площади.

ЛИТОЛОГИЯ (от греч. *litos* – камень и *logos* – слово, учение) – наука о современных осадках и осадочных горн. породах, их составе, строении, происхождении и закономерностях пространственного размещения.

Л. как одна из отраслей геологии обособилась в кон. 19 – нач. 20 вв. в результате стратиграфич., палеогеографич. и др. исследований, сопровождавшихся изучением веществ. состава осадочных пород и связанных с ними полезными ископаемыми.

В формировании осн. методов литологич. исследований, классификации осадочных пород, разработке общей теории осадочного породообразования, изучении закономерностей размещения осадочных пород в литосфере и необратимой эволюции их в истории Земли большую роль сыграли работы сов. (А. Д. Архангельский, Д. В. Батулин, Н. М. Страхов, Л. В. Пустовалов, М. С. Швецов) и амер. (У. Крумбейн, Ф. Петтиджон и др.) ученых. Гл. задача Л. – выявление литологич. типов пород, формирующихся в определенном отрезке геологич. истории Земли, установление закономерностей их распространения на площади региона и в разрезе.

Совр. методика исследования веществ. состава осадочных пород включает: гранулометрич. анализ – для разделения породы на отд. фракции по крупности зерен; рентгеноструктурный анализ – для определения минер. состава и кристаллич. структуры минер. зерен в тонких срезах (шлифах); методы электронной микроскопии – для исследования микрокомпонентного состава тонкодисперсных пород; иммерсионный метод – для определения минер. состава по показателю преломления прозрачных зерен под поляризационным микроскопом; химич. анализ; и др.

Веществ. состав осадочных пород, их строение (структура и текстура), особенно характер слоистости, являются основой в проведении генетич. фациального анализа, позволяющего установить палеогеографич. обстановки осадконакопления, размещение связанных с ними осадочных формаций и на основании этого прогнозировать образование в них полезных ископаемых.

В Л. выделяются полевые и лабораторные методы (этапы) исследования. При полевых исследованиях проводится макроописание пород и фиксируются визуальные наблюдения их пространств. размещения, намечаются необходимые виды анализов.

Результаты полевых и лабораторных исследований являются основой для по-

строения разл. карт (литологич. состава, литолого-фациальных и др.), схем сопоставления, корреляции, литологич. профилей разрезов и т. д.

Л. является неотъемлемой частью разл. отраслей геологии (стратиграфии, палеогеографии, тектоники, геохимии, минералогии и др.), а также соприкасается с климатологией, почвоведением и с циклом физико-химич. и математич. наук.

В России успешно развиваются такие аспекты Л. как теория литогенеза, разрабатанная Н. М. Страховым в 1956–76. В основу теории положено учение об осн. типах литогенеза (ледовом, гумидном, аридном, вулканогенно-осадочном и океанич.) и их эволюции в истории Земли. Важное значение для развития теоретич. представлений об осадочном процессе имеет изучение коры выветривания (И. И. Гинзбург и др.), условий образования и размещения в них полезных ископаемых.

Изучению совр. осадков и условий их образования посвящены работы Е. В. Шандера, А. П. Лисицина и др. Актуальны проблемы вторичных изменений осадочных пород при погружении их на большие глубины для решения вопросов нефтяной и газовой геологии (А. Г. Коссовская, Н. В. Логвиненко и др.).

Новые материалы и разработки публикуются в печати. С 1963 выпускается журн. «Литология и полезные ископаемые», работает Межведомств. литологич. комитет.

С. В. Миронова.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ на газ (нефть) – получение гос. разрешения в виде *лицензии*, удостоверяющей право пользования ее владельцем участком недр в определенных границах по площади и разрезу с установленными целью, сроком и условиями пользования. Правовой основой лицензирования являются Закон РФ «О недрах» и «Положение о порядке лицензирования пользования недрами». Открытые м-ния и перспективные участки образуют гос. фонд недр, подразделяющийся на распределенный (лицензир.) и нераспределенный фонды недр. В последнем выделяется федеральный фонд резервных м-ний, по к-рым лицензия на добычу может быть выдана на бесконкурсной основе.

Пользование недрами проводится по лицензиям: на геологич. изучение недр; на разведку и добычу; совместно на геологич. изучение и добычу. *Геолого-разведочные работы* с учетом их этапности проводятся по лицензиям нескольких видов: поиски и оценка м-ний – по лицензиям на геологич. изучение недр (выдаются сроком на 5 лет), разведка м-ний – по лицензиям на разведку и добычу. Полный цикл геолого-разведочных работ проводится по совместной лицензии на геологич. изучение и добычу. Лицензия на разведку и добычу, а также совмещенные выдаются на срок отработки м-ния. Владелец лицензии на геологич. изучение недр может отказаться от части территории после завершения на таких участках поисково-оценочных работ. Для регио-

нального геологич. изучения лицензия не требуется. Выдача лицензий на пользование недрами проводится на конкурсной основе без ограничения участия по территориальному признаку размещения газо- и нефтедобывающего предприятия, форм собственности на средства произ-ва и инвестиций. Конкуренция при получении лицензий достигается путем проведения конкурсов и аукционов. При конкурсной системе претенденты сопоставляются по уровню научно-технич. программ, срокам их реализации, эффективности природоохранных мероприятий. При аукционной системе определяющим является величина стартового платежа за получение права на пользование недрами, достигаемая в процессе аукционных торгов. Допускается бесконкурсная выдача лицензий на геологич. изучение недр. Владелец лицензии на геологич. изучение недр, полученной на конкурсной и бесконкурсной основе, имеет приоритетное право на получение лицензии на добычу, если открытие м-ния было осуществлено за счет собств. средств недропользователя. Организация лицензирования осуществляется федеральным органом управления *государственным фондом недр*, его территориальными подразделениями совместно с органом исполнительной власти субъекта Федерации, а для континентального шельфа – только органами управления *гос. фондом недр*. Условия лицензий согласовывают с гос. органами управления пром-стью и другими гос. органами, связанными с использованием и охраной недр. Система лицензирования предусматривает организацию платного пользования недрами. Пользователи недр оплачивают лицензионные платежи (сборы за участие в конкурсе-аукционе, за выдачу лицензии, за информационный пакет, стартовые платежи за добычу углеводородов), платежи за проведение поисковых, оценочных и разведочных работ. В 2001 введен налог на добычу нефти и/или газа. Не взимаются платежи за разведку разрабатываемого в границах *горного отвода* м-ния. Пользователи недр обязаны представить в федеральный и территориальные фонды геологич. информацию и достоверные данные о запасах. Система лицензирования направлена на обеспечение гос. программ геологич. изучения, подготовки запасов и добычи газа и нефти, развитие рыночных отношений, проведение антимонопольной политики и рациональное использование и охрану недр.

Ю. Н. Батурич.

ЛИЦЕНЗИЯ (от лат. licentia – свобода, право) на пользование недрами – документ, удостоверяющий право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий. Между уполномоченными на то органами гос. власти и пользователем недр может быть заключен договор, устанавливающий условия пользования таким участ-

ком, а также обязательства сторон по выполнению указанного договора.

Л. удостоверяет право проведения работ по геологич. изучению недр, разработки м-ний, использования отходов горно-добывающих и связанных с ним перерабатывающих произ-в, использования недр в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, образования особо охраняемых геологич. объектов, сбора минералогич., палеонтологич. и других геологич. коллекционных материалов.

Л. может быть выдана на неск. видов пользования недрами.

Неотъемлемые составные части Л. должны содержать: данные о пользователе недр, получившем Л., и органах, предоставивших ее, а также основание предоставления Л.; данные о целевом назначении работ; указание пространств. границ участка недр, предоставляемого в пользование; сроки действия Л. и сроки начала работ; условия взимания платежей за пользование недрами; согласов. уровень добычи и право собственности на добытое минер. сырье; др. Л. на пользование недрами в условиях *соглашения о разделе продукции* должна содержать соответствующие данные и условия, предусмотренные данным соглашением.

Условия пользования недрами сохраняют свою силу в течение оговоренных в Л. сроков либо в течение всего срока ее действия.

Выдачу Л. на пользование участками недр осуществляют федеральный орган упр-ния *государственным фондом недр* или его территориальный орган совместно с органом исполнительной власти соответствующего субъекта РФ.

Л. на пользование участками недр могут предоставляться для осуществления как отд. вида, так и нескольких видов пользования участками недр (совмещенные Л.).

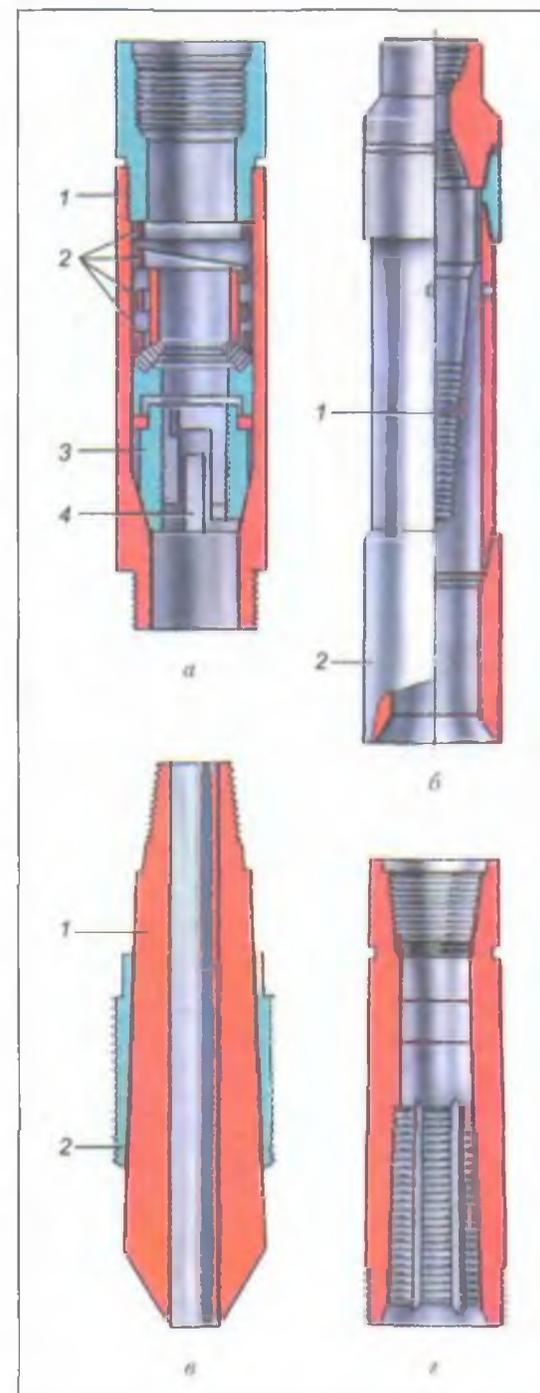
ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ – приспособления и механизмы, используемые для извлечения из скважины прихваченной *бурильной колонны*, ее отд. элементов, *забойных двигателей* или посторонних предметов. По назначению Л. и условно делят на основной (ловители, овершоты, метчики, колокола, магнитные фрезеры и др.), применяемый для непосредств. соединения с аварийным объектом и последующего его удаления из скважины, и вспомогательный, служащий для изучения аварийного объекта и подготовки к ликвидации аварии.

Ловители (рис., а) используют для извлечения оставшейся в скважине части *бурильной колонны* путем соединения с ее верх. концом посредством захвата снаружи трубы или замка. Ловитель состоит из корпуса, в к-ром установлены подвижные в осевом направлении плашки, фиксируемые шпонками от проворота относительно корпуса. В ниж. части ловителя соединяется на резьбе с направляющей воронкой, в верхней – с переходником или трубой. На плашках по их внутр. поверхности выполнена левая винтовая нарезка. Контактующие поверхности корпуса и плашек выполне-

ны коническими, что обеспечивает надежный захват верх. конца аварийной трубы.

Извлечение аварийной *бурильной колонны* (дл. до 400 м) путем захвата ее верх. конца под замок производится овершотом. Он состоит из корпуса, внутри к-рого установлены пружинные пластины, захватывающие замок *бурильной трубы*. Полностью пропустив замок, пластины устанавливаются своими верх. торцами против опорного торца замка, что обеспечивает захват трубы при подъеме овершота.

Если верх. конец аварийной колонны оканчивается внутр. резьбой, то для проведения ловильных работ используют метчики: с правой резьбой – применяются для извлечения оставшейся колонны целиком, с левой – для отвинчивания



Ловильный инструмент: а – ловитель (1 – корпус; 2 – плоская спиральная пружина; 3 – плашка; 4 – шпонка); б – метчик с центрирующим приспособлением (1 – метчик; 2 – воронка); в – трубоволок (1 – корпус; 2 – ловильная втулка); г – колокол для бурильных труб.

и извлечения колонны по частям. Часто метчики используют с центрирующим приспособлением (рис. б), что повышает точность его попадания в отверстие аварийной колонны. Сигналом, свидетельствующим о правильном попадании метчика в отверстие, служит скачок давления на насосе, подающем промывочную жидкость. В случаях, когда для ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и осевые усилия, применяют колокола (рис., г), соединяющиеся с аварийной трубой по ее наружной поверхности, или труболовки (рис., в), использующиеся при больших глубинах и малых кольцевых зазорах между стенкой скважины и аварийной трубой. Ловильная втулка труболовки выполняется продольно разрезанной с конич. внутренней поверхностью (угол уклона ок. 2°). Такой же угол имеет контактирующая с ней поверхность корпуса труболовки. С помощью направляющего конуса, выполненного на конце корпуса, труболовку вводят в аварийную трубу. При опускании ловильная втулка сначала упирается в торец трубы и перемещается в верх. положение, где под действием части массы рабочей колонны и благодаря наличию разреза сжимается и заходит внутрь трубы. В дальнейшем при натяжении рабочей колонны ловильная втулка расправляется вследствие взаимодействия с корпусом по конич. поверхностям и врезается в тело аварийной трубы, обеспечивая надежный захват. Конструкция труболовки исключает деформацию трубы при ее захвате.

Для очистки забоя скважины от посторонних металлич. предметов применяются фрезеры. Магнитный фрезер состоит из переходника, корпуса, верх. и ниж. полюсов, втулки, магнита и коронки. Для очистки забоя скважины от посторонних металлич. предметов путем их измельчения используют забойные фрезеры. Как вспомогательный Л. и применяется башмачный фрезер, с помощью к-рого производится подготовка концов аварийных колонн и разрушение горн. пород и металлич. предметов в кольцевом пространстве между аварийной трубой и стенкой скважины. Для извлечения посторонних предметов из забоя используются также т.н. пауки. Оставленные в скважине канат или каротажный кабель извлекают с помощью т.н. ерша. Над крючками ерша размещается воронка, служащая для фиксации извлекаемого каната и предотвращения его заклинивания в скважине. Если для освобождения от прихвата бурильной или обсадной колонны грузоподъемность вышки и талевого системы недостаточна, то для этой цели иногда применяют гидравлические домкраты.

В случаях, когда не удается освободить прихваченную колонну или она имеет сложные контуры излома, используют Л. и (труборезки), с помощью к-рого производят разрезку колонны с целью последующего извлечения из скважины по частям. Разрезку трубы снаружи производят наружной труборезкой. Для раз-

резки трубы изнутри применяют внутр. труборезки. Расчленение аварийной колонны производят также с помощью торпед, для определения места размещения к-рых в скважине используется магнитный локатор. С его помощью регистрируют местонахождение муфтовых и замковых соединений.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

ЛОВУШКА нефти и газа – часть *природного резервуара*, в к-ро й может образоваться и сохраниться залежь нефти и/или газа. Характер Л. определяется типом резервуара, форма к-рого зависит от условий образования. Элементами Л. являются *коллектор*, *покрышка*, экран.

Л. контролируются непроницаемыми ограничениями резервуара: изгибами поверхности непроницаемых пород, литол. замещением коллектора по восстанию и простиранию пласта, ограничением непроницаемыми породами, приведенными в контакт с коллектором по поверхности разрыва или стратиграфич. несогласиям. В частном случае резервуар, литологически ограниченный со всех сторон, представляет собой одну Л.

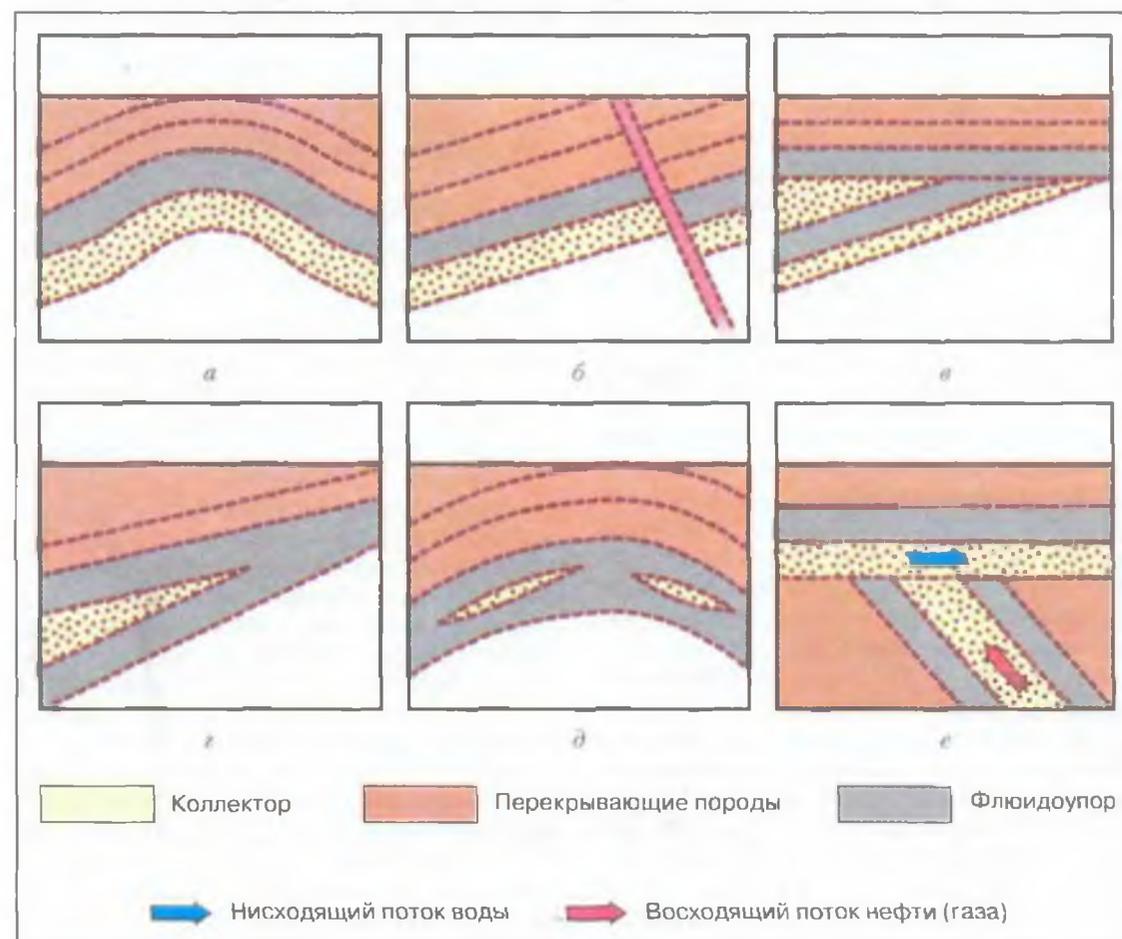
В классификациях Л. выделяют группы по генезису, геологич. структуре, типу резервуара. Обычно в соответствии с типом Л. классифицируют залежи нефти и газа. Напр., классификация И. О. Брода содержит три группы (по типам резервуаров) и восемь подгрупп: пластовые – сводовые, экранированные; массивные – в структурных, эрозионных и биогенных выступках; литологически

ограниченные – замкнутые водой, литологически, литологически и водой.

А. И. Леворсен выделял структурные Л., связанные со складками и разрывами; Л. стратиграфического типа, связанные с разного рода разрывами и выклиниванием пластов или фациальными замещениями (сюда же отнесены и Л., образованные биогермами); гидродинамические Л., связанные с противоположно направленными потоками флюидов, к-рые уравнивают друг друга.

И. В. Высоцкий предлагает классификацию Л., сочетающую поисковые и генетич. признаки.

По этим признакам выделяют Л. сводовые, тупиковые, или экранированные, и линзообразные (рис.). Сводовые Л. образуются в сводовых частях антиклиналей, над соляными куполами, глиняными диапирами, интрузивными массивами, в теле погребенных рифовых массивов и эрозионных выступов – под облекающими их покрышками. Л. экранированного типа возникают на крыльях и периклиналях антиклиналей, на флексурах и моноклиналях при появлении по восстанию пласта литол. или гидродинамич. экранов: тектонически экранированные (возникают в результате сброса, взброса, надвига или внедрения массива каменной соли, глиняного диапира, интрузивного тела, а также экранирования боковой поверхностью жерла грязевого вулкана); стратиграфически экранированные (возникают при несогласном перекрытии коллектора герметичным



Типы ловушек нефти и газа: а – сводовые; б – тектонически экранированные; в – стратиграфически экранированные; г – литологически экранированные; д – линзообразные (литологически экранированные); е – гидродинамические.

экраном); литологически экранированные (при выклинивании, уплотнении коллектора или запечатывании коллектора асфальтом); гидродинамически экранированные (возникают на моноклиналиях, флексурах, в зонах угловых несогласий и разрывных нарушений при нисходящем движении воды и встречном всплывании нефти). Линзообразные (или литологически ограниченные) Л. образуются в коллекторах линзообразного строения (погребенных песчаных барах, русловых и дельтовых песчаниках, пористых зонах карбонатных пород). Л. могут находиться в разл. частях структур.

С позиций гидродинамики Л. представляет собой участок природного резервуара пласта-коллектора с миним. гидродинамич. потенциалом, ограниченный замкнутой эквипотенциальной поверхностью с макс. значением потенциала.

Св. 70% запасов нефти и газа находится в Л. сводового типа, заключенных в антиклиналях.

А. В. Дахнов.

ЛУБРИКАТОР (от лат. *lubrico* – делаю гладким, скользким) в нефтегазодобыче – герметизирующее устройство, используемое при спуске (подъеме) глубинных приборов в скважину с избыточным устьевым давлением (от 0,5 до 60 МПа). Представляет цилиндр (диам. 0,05 или 0,062 м), ниж. часть к-рого соединяется с фонтанной арматурой скважины; в верх. части располагается сальник, обеспечивающий герметизацию при прохождении проволоки или кабеля с глубинными приборами через Л. Различают Л. для спуска глубинных приборов с местной или дистанционной регистрацией измеряемых параметров (спуск осуществляется соответственно на проволоке диам. 1,6–2,5 мм или на бронированном 1- или 3-жильном кабеле диам. 2,8–9 мм). Размеры Л. выбираются исходя из конструкции фонтанной арматуры и спускаемого прибора, а также *устьевого давления* скважины.

ЛУНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено на шельфе Охотского м., в 235 км к Ю. от г. Оха, в 12–15 км от берега о. Сахалин. Входит в *Охотскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1984.

М-ние приурочено к крупной брахиантиклинальной складке размером 8,5 × 26 км, амплитудой 600 м в пределах Ныйской антиклинальной зоны. Структура разбита серией сбросово-сдвиговых нарушений с амплитудой смещения от нескольких м до 200 м. Углы падения слоев

на крыльях структуры 8–10°. М-ние сложено терригенными отложениями нутовской, окобыкайской и дагинской свит неогена. Промышленно нефтегазоносны отложения дагинской свиты ниж.-ср. миоцена на глубинах 1893–2845 м, представленной песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эффективные толщины пластов от 7 до 37 м, пористость 17–28%, начальное пластовое давление 20,5–28,1 МПа. Всего выявлено 23 продуктивных пласта. Залежи сводовые, массивно-пластовые и пластовые, тектонически экранированные; размеры 5,7 × 4,9 км при высоте газовой части 345–401 м. *нефтяной оторочки* 12–30 м. Газ этансодержащий, бессернистый, содержит (в %): метан 90–92; гомологи метана 7–8; азот 0,3–0,5; углекислый газ 0,4–1,4. Содержание конденсата 104–116 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа категории А + В + С₁ составили 452,3 млрд. м³, категории С₂ – 78,5 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

ЛУПИНГ (от англ. *loop* – ветка) – участок трубопровода, прокладываемый параллельно осн. газопроводу. Конструктивно и технологически связан с *линейной частью* трубопроводов. Подключается для увеличения пропускной способности последнего или уменьшения (снижения) потери давления газа в газопроводе, а также для увеличения шага – расстояния между соседними *компрессорными станциями* и сокращения их числа. На участке газопровода с Л. расход транспортируемого продукта в осн. газопроводе уменьшается, вследствие чего сокращается общая потеря давления газа на преодоление гидравлич. сопротивления. Поэтому при неизменной величине начального давления газа пропускная способность газопровода в целом увеличивается тем значительнее, чем больше длина Л. Длина прокладываемого Л., как правило, кратна шагу расстановки (расстоянию) линейных кранов (25–30 км). По мере развития Л. его длина увеличивается и становится равной длине основного трубопровода, превращаясь тем самым во вторую нитку.

Место расположения Л. на участке газопровода (в начале, середине и конце) не влияет на величины повышения пропускной способности и уменьшения (снижения) потери давления газа в газопроводе. Л. также повышает аккумулирующую способность осн. газопровода. При необходимости сооружения Л. на последнем участке газопровода (перед осн. по-

требителем) его следует размещать в конце участка для улучшения условий отбора газа.

Л. сооружают, как правило, из труб одинакового с осн. газопроводом диаметра. Л. выполняет функции резервного конструктивного элемента в случае отказа (ремонта) газопровода. Водные переходы газопроводов через крупные реки (Волга, Обь, Лена и др.) выполнены с использованием Л. (*дюкеров*).

Пропускная способность газопровода после прокладки Л. определяется по формуле:

$$q_1 = \frac{q}{\sqrt{\left(1 - \frac{l_L}{l}\right) \cdot \left[1 - \frac{1}{1 - \left[1 - \left(\frac{d_3}{d}\right)^{2,5}\right]^2}\right]}}$$

где q и q_1 – пропускная способность газопровода соответственно до и после прокладки Л., млн. м³/сут; l и l_L – длина соответственно газопровода и Л., км; d и d_3 – диаметр соответственно газопровода и Л., мм.

Необходимая длина Л., прокладываемого для доведения пропускной способности газопровода до величины q_1 , определяется по формуле:

$$l_L = \frac{l \left[1 - \left(\frac{q}{q_1}\right)^2\right]}{1 - \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_3}{d}\right)^{2,6}\right]^2}}$$

Необходимая длина Л. для повышения давления газа в конце расчетного участка газопровода с $P_{к1}$ до $P_{к2}$ определяется по формуле:

$$l_L = \frac{l \left[1 - \frac{P_H^2 - P_{к2}^2}{P_H^2 - P_{к1}^2}\right]}{1 - \frac{d_3^{2,6}}{d_3^{2,6} + d_L^{2,6}}}$$

где P_H – давление газа в начале участка газопровода; $P_{к1}$ – давление газа в конце участка газопровода до ввода Л.; $P_{к2}$ – давление газа в конце участка газопровода после ввода Л.; d_3 – эквивалентный диаметр трубопровода.

В. В. Девичев.

М

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД – трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления. Осн. средство передачи газа на значительные расстояния. М.г. – один из осн. элементов *газотранспортной системы* и гл. составное звено *Единой системы газоснабжения* России.

Сооружается из стальных труб диам. 720–1420 мм на *рабочее давление* 5,4–7,5 МПа с пропускной способностью до 30–35 млрд. м³ газа в год. Прокладка М.г. бывает: подземная (на глуб. 0,8–1 м до верхней образующей трубы); надземная – на опорах; наземная – в насыпных дамбах. Для транспортирования газа с морских газовых промыслов на берег сооружаются подводные морские М.г.

На нач. 2002 общая протяженность газопроводов и отводов составила 151 628 км, из них диаметром 1420 мм – 50 737 км, 1220 мм – 25 284 км, 1020 мм – 16 774 км, 830 мм – 4050 км, 720 мм – 11 012 км, 500 мм – 12 234 км, 400 мм и менее – 31 491 км.

М.г. – сложная технич. система, в к-рую входят: *линейная часть* с отводами, *лупингами* и *перемычками* в многониточных системах, *запорной арматурой*, *переходами* через естеств. и искусств. препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств, узлами сбора и хранения конденсата, *устройствами для ввода метанола* в газопровод; *компрессорные станции* и узлы их подключения, устройства для очистки транспортируемого и топливного газа от жидких и механич. примесей, станций охлаждения газа, *узлы редуцирования давления газа*, *газоизмерительные станции*; *газораспределительные станции*; *подземные хранилища газа*; электроустановки; средства защиты от *коррозии*; системы и средства информатизации, автоматизации, упр-ния, телемеханизации и связи; система защиты окружающей среды.

Осн. технич. характеристикой М.г. является его производительность (пропускная способность), к-рая зависит от его диаметра, рабочего давления, мощности компрессорных станций и расстояния между ними. Определяется в результате тепловых, оптимизационных и *гидравлических расчетов*.

В. В. Девичев.

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРАНСПОРТ газонасыщенных жидкостей – трубопроводный транспорт смеси углеводородных газов, находящейся в однофазном жидком состоянии при рабочих значениях давления и темп-ры. В нефтяной и га-

зовой пром-сти газонасыщенными жидкостями являются нестабильная нефть, *нестабильный конденсат*, широкая фракция легких углеводородов и сжиженные газы (*сжиженный природный газ*, этан и пропан-бутановые смеси).

М.г. газонасыщенных жидкостей имеет особенности, к-рые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации транспортных систем. Газонасыщенные жидкости имеют достаточно высокую сжимаемость, способны выделять газовую фазу при локальном снижении давления (ниже *давления насыщения*) в транспортной магистрали и на входе насосных агрегатов, а также снижать темп-ру стенок трубопровода в местах локальных утечек (свищах) до недопустимо низких значений. Образовавшуюся в трубопроводе газовую (паровую) фазу трудно удалять из магистрали, поскольку простое повышение давления не приводит к автоматич. переходу газовой фазы в жидкую. Это связано с тем, что при снижении давления в магистрали ниже *давления насыщения* (приблизительно равного критич. давлению) в транспортируемой жидкости создаются условия для зарождения пузырьков газа во всем ее объеме (т. н. кавитация). Образовавшаяся паровая фаза занимает места в повыш. участках трубопровода за перевальными точками и состоит из наиболее легких компонентов смеси (нестабильного конденсата или нефти), имеющих существенно отличные от жидкой фазы значения давления и темп-ры при *критическом состоянии*. Поэтому паровую фазу невозможно перевести в жидкую путем простого повышения давления до прежнего номинального значения. Обратный переход осуществляется путем диффузии компонентов паровой фазы в жидкость через сравнительно небольшую площадь раздела фаз. В трубопроводах, уложенных по переменному рельефу, газовые пробки оказывают большое сопротивление движению жидкости и могут привести к полной остановке перекачки.

Гидравлический расчет конденсато-продуктопроводов должен проводиться с учетом того, что нестабильный конденсат, как и газонасыщенная нефть, относится к классу вязких сжимаемых жидкостей. Движение таких жидкостей в трубопроводе описывается системой дифференциальных уравнений сохранения массы, импульса и энергии, решение к-рой при использовании совр. уравнений состояния, достаточно точно описывающих поведение газонасыщенных жидкостей, осуществляется только численными мето-

дами с помощью ЭВМ. Для инж. расчетов ВНИИГаз на основании многолетних экспериментальных исследований разработал методику и программу расчета гидравлич. характеристик течения одно- и двухфазных (газожидкостных) смесей в трубопроводах, к-рые учитывают изменение темп-ры и давления по трассе трубопровода, а также рельеф местности и компонентный состав перекачиваемого продукта.

Одна из важных задач, возникающих при проектировании *конденсатопроводов*, – определение местоположения промежуточных насосных станций, а также обоснование места прокладки *лупинга* и его размеров. При проектировании *насосных станций* (НС) необходимо учитывать, что миним. рабочее давление в магистрали должно превышать суммарное значение давления насыщения конденсата и *надкавитационного напора* на входе насосных агрегатов не менее чем на 0,3–0,5 МПа. Имеется также ограничение по верхнему уровню рабочего давления (давление нагнетания НС), определяемому прочностными характеристиками магистрали и насосного оборудования.

Место возможного размещения промежуточной НС должно определяться из условия равенства давления в *x*-сечении трубопровода и минимально допустимого рабочего давления. Найденная т. о. точка будет соответствовать макс. удаленности промежуточной НС от головных сооружений конденсатопровода или предшествующей НС. Миним. удаленность определяется величиной максимально допустимого давления, напором НС и особенностями профиля трассы конденсатопровода.

При определении местоположения и параметров промежуточной НС необходимо учитывать также тепловой режим перекачки газонасыщенной жидкости. Неизотермичность потока оказывает влияние на величину гидравлич. потерь и давления насыщения. Причем осн. влияние на пропускную способность конденсатопровода и технологич. параметры НС оказывает изменение давления насыщения транспортируемого продукта.

Одличительной особенностью проектирования лупингов к таким трубопроводам (по сравнению с транспортными системами для стабильных жидкостей) является необходимость учета температурного режима перекачки, определяющего закономерность изменения давления насыщения конденсата по длине трубопровода.

Подсоединение лупинга к осн. питк. е конденсатопровода приводит к увеличению поверхности теплообмена и связанному с этим росту темпа изменения темп-ры транспортируемого продукта и величины минимально допустимого рабочего давления. Это накладывает дополнительные ограничения на выбор места привязки лупинга к конденсатопроводу. Так, при необходимости сооружения лупинга на головном участке конденсатопровода, примыкающем к промыслу, следует учитывать, что темп-ра конденсата на входе в трубопровод (T_n), как правило, ниже темп-ры грунта ($T_{гр}$). В этих условиях сооружение лупинга в начале участка не позволит использовать в макс. степени эффект влияния низкой темп-ры продукта на пропускную способность трубопровода. Для снижения гидравлич. потерь и сокращения длины лупинга его следует сооружать: при $T_n < T_{гр}$ – в конце расчетного участка перед перевальной точкой; при $T_n > T_{гр}$ – в начале участка. Параметры лупинга подбираются т. о., чтобы рабочее давление в перевальной точке конденсатопровода было выше и равно минимально допустимому.

Первоначальное заполнение и вывод продуктопровода на заданный режим перекачки нестабильного конденсата (газонасыщенной жидкости) представляют определенную технич. трудность, что связано с необходимостью полного удаления газа из трубопровода и обеспечения однофазности потока.

В зависимости от конкретных условий прокладки и оснащения пусковые режимы продуктопроводов могут быть осуществлены разл. методами. Метод предварительного заполнения трубопровода стабильной жидкостью с последующим вытеснением ее нестабильным конденсатом (заимствован из практики эксплуатации нефтепроводов) имеет ряд недостатков, важнейшие из к-рых – необходимость накопления на головных сооружениях конденсатопровода большого объема стабильной жидкости, а также высокое гидравлич. сопротивление трубопровода, к-рое в отд. случаях может существенно превосходить величину максимально допустимого рабочего давления. Наиболее резкий рост гидравлич. сопротивления наблюдается в трубопроводах, уложенных по пересеченной местности с множеством восходящих и нисходящих участков. Осн. причина повышения гидравлич. сопротивления – «защемление» газовых пробок в нисходящих участках трубопровода непосредственно за перевальными точками. Расчеты показывают, что для продуктопроводов, уложенных по резко пересеченной местности, а также при большой протяженности магистрали не исключается возможность того, что пусковое давление будет выше допустимого по условиям прочности трубопровода и развиваемого насосами давления нагнетания.

Более эффективным является применение технологии пуска конденсатопровода в эксплуатацию путем непосредств.

заполнения транспортной системы нестабильным конденсатом и поддержания в ней давления на уровне, превышающем упругость паров продукта. Сущность этой технологии заключается в том, что в трубопровод вводится разделительное устройство (поршень или шар), запускаются насосы и осуществляется подача нестабильного конденсата в трубопровод через узел ввода разделительного устройства. Жидкость перемещает перед собой разделительное устройство, обеспечивающее удаление газа из нисходящих участков конденсатопровода. Для исключения вскипания конденсата на «низкой» стороне разделительного устройства поддерживается постоянное противодавление путем установки регулятора давления в конце заполняемого участка или магистрали.

Г. Э. Одишария.

МАГНИТНАЯ РАЗВÉДКА, магниторазведка, – геофизич. метод, основанный на изучении аномалий магнитного поля Земли, обусловленных неодинаковой намагниченностью горн. пород. Один из методов *разведочной геофизики*.

Физико-геологич. предпосылки применения этого метода заключаются в магнитных неоднородностях горн. пород, образующих геологич. структуры в земной коре. Магнитное поле Земли намагничивает горн. породы в разл. степени, что определяется их магнитной восприимчивостью, намагниченностью и напряженностью намагничивающего поля.

Осадочные породы, являющиеся осн. вместилищами газа и нефти, в большинстве своем практически немагнитны.

По данным магниторазведки решаются след. задачи: изучение общего геологич. строения земной коры и тектонич. районирование территорий, закрытых осадочными отложениями или водами морей; оценка мощности осадков платформенного чехла и глубины залегания фундамента; выявление разломов, определение направлений трещиноватости и тектонич. напряжений в осадочных толщах. Технология магниторазведки включает проведение магнитной съемки, построение карт разл. параметров геологич. поля и геолого-геофизич. интерпретацию выявленных аномалий геомагнитного поля с целью построения модели магнитной неоднородности геологич. разреза.

Для разделения аномалий от разных геологич. объектов применяются разл. трансформации магнитного поля. Выделение низкочастотных аномалий позволяет выявить аномалии, создаваемые глубокозалегающими объектами, в т. ч. контролирующими распределение зон возможного нефтегазонакопления. Физич. основой применения магниторазведки при прогнозировании м-ний углеводородов является изменение магнитных свойств пород в окрестностях залежи и в толще перекрывающих отложений вследствие диффузии легких углеводородов.

Усиление высокочастотной составляющей ведет к выделению аномалий от мелкозалегающих объектов, среди к-рых могут быть зоны скопления вторичных магнитоактивных минералов, образовав-

шихся под воздействием потоков углеводородов, мигрирующих из области нефтегазонакопления. Аналогичная задача решается при вычислении горизонтальных и вертикальных градиентов аномального магнитного поля.

Для выявления и локализации зон возможного нефтегазонакопления широкое применение находит метод полного нормированного градиента. Построение модели магнитной неоднородности является неоднозначной задачей. Уменьшение неоднозначности достигается привлечением априорной геологич. информации о характере и форме магнитовозмущающих масс, а также данных др. методов разведочной геофизики.

В. Г. Фоменко.

МАКРОЗАЩЕМЛЕНИЕ ГАЗА – природное явление, к-рое заключается в том, что за фронтом вытеснения газа водой остаются макрообъемы газа. Наблюдается при поступлении *пластовой воды* в *газовую залежь*. Защемление макрообъемов газа связано с неоднородностью продуктивного пласта и неравномерностью *дренирования* продуктивной толщи (по толщине и площади) имеющейся сеткой скважин и работающими интервалами продуктивного разреза.

Неравномерное дренирование и макронеоднородность продуктивного пласта (наличие высокопроницаемых линз-пропластков, литологич. окон, карманов, врезов) приводят к опережающему прорыву по ним пластовой воды в эксплуатационные скважины, *обводнению* скважин и выбытию их из эксплуатации.

Снижение эффектов М. г. – одна из главных задач управления разработкой м-ния.

Процессы М. г. изучаются и контролируются с помощью спец. геофизических и *газодинамических методов исследования* скважин. Прогнозируются эти процессы на спец. геологич. и математич. моделях в процессе *проектирования разработки* и ее мониторинга.

Лит.: Гриценко А. И. и др., Промышленно-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вякирев Р. М. и др., Теория и опыт добычи газа, М., 1998.

Г. А. Зотов.

МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ в ПХГ – давление, превышение к-рого может привести к нарушению герметичности *подземного газового хранилища*. Оно определяет возможный макс. объем хранения газа, темпы заполнения используемой *ловушки* газом, технич. характеристики промышленного и компрессорного оборудования и экономич. показатели хранилища. М. д. д. определяется свойствами *покрышки*, а также состоянием пробуренной скважины.

Оценка М. д. д. относится, как правило, к созданию ПХГ в водоносных пластах. При создании ПХГ в истощенной газовой залежи не требуется проверки герметичности пласта-коллектора, т. к. она доказана геологич. временем, а начальное пластовое давление превышает

редко. В случаях, когда для создания ПХГ требуется превышение *пластового давления над гидростатическим давлением*, подход к оценке М. д. д. такой же, как и для водоносных пластов.

В большинстве случаев создания ПХГ покрывкой над пластом-коллектором являются глины. Осн. требования к глинистой покрывке состоят в том, чтобы она была выдержана на площади и не содержала включений песка или прослоев песчаника.

На стадии геолого-разведочных работ пригодность покрывок для газохранилища устанавливаются на основании промыслово-геофизич. исследований скважин, по анализам *керна* пород покрывки, гидрохимич. анализам *пластовых вод* пласта-коллектора и вышележащих водоносных горизонтов; по результатам площадных гидродинамич. исследований пласта-коллектора и наблюдений за изменением давлений в вышележащих контрольных горизонтах. В отд. случаях с помощью спец. аппаратуры проводятся лабораторные исследования изолирующих свойств покрывок путем замеров на *керновом материале* перепадов давлений прорыва газа через водонасыщенную глинистую породу, тем самым определяя допустимое превышение давления в пласте-коллекторе.

Проницаемость глинистых покрывок составляет 10^{-5} – 10^{-10} мкм² и допустимое превышение пластового давления в газонасыщенном коллекторе над гидростатическим составляет от 30 до 70%.

В практике технологич. проектирования хранилищ М. д. д. в пласте и на забое скважин определяется на основе теории трещинообразования при *гидроразрыве пласта*.

Давление нагнетания газа ограничивается возможностью нарушения герметичности глинистой покрывки газохранилища, связанного с образованием или раскрытием вертикально направленных трещин. В любой породе можно предполагать наличие микро- и макротрещин, в т. ч. и вертикально направленных. Глинистые породы, перекрывающие пласты-резервуары, редко состоят из однородного пластичного глинистого материала. Газ, проникнув в трещину из пласта-коллектора, при достаточно высоком напоре может преодолеть боковое горн. давление, раздвинуть существующую трещину и уйти в вышележащие отложения. Наибольшие напряжения в породе возникают в *призобойной зоне* нагнетательной скважины.

М. д. д. в хранилище должно быть меньше бокового горного давления (P_6), создающего в частице породы горизонтальные напряжения и определяемого как доля от вертикального горного давления ($P_в$). Для глин оно имеет выражение:

$$P_6^{гл} = \alpha \cdot P_в,$$

где $P_6^{гл}$ – боковое горн. давление для глин, МПа; $P_в$ – вертикальное горн. давление, МПа; α – коэф. пропорциональ-

ности, определяемый углом внутреннего трения пород (для глин 0,6–0,8; для песчаников 0,4).

Для песчаников, насыщенных жидкостью, с пластовым давлением $P_{пл}$ боковое горн. давление имеет выражение:

$$P_6^{пес} = \alpha \cdot (P_в - P_{пл}),$$

где $P_6^{пес}$ – боковое горн. давление для песчаников, МПа.

Характер и условия образования вертикальной трещины в призобойной зоне скважины определяются соотношением вертикального и бокового горн. давлений, *репрессией*, создаваемой на забое скважины, размерами толщины песчаного пласта-коллектора и глинистой покрывки газохранилища и выражаются формулой:

$$\Delta P_3 = P_6^{пл} - (P_6^{гл} - P_6^{пес}) \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \arccos \frac{h_{пес} / h_{гл}}{2 + h_{пес} / h_{гл}}\right),$$

где $P_6^{пес}$ и $P_6^{гл}$ – боковое горн. давление для песчаников и глин соответственно, МПа; ΔP_3 – репрессия на забое скважины, МПа; $h_{пес}$, $h_{гл}$ – толщина песчаного пласта-коллектора и глинистой покрывки соответственно, м.

При такой репрессии на забое нагнетательной скважины возможно раскрытие вертикальной трещины в песчаной породе и начало ее развития в глинистой покрывке. Давление раскрытия трещин в глинистой породе более высокое, чем в песчанике.

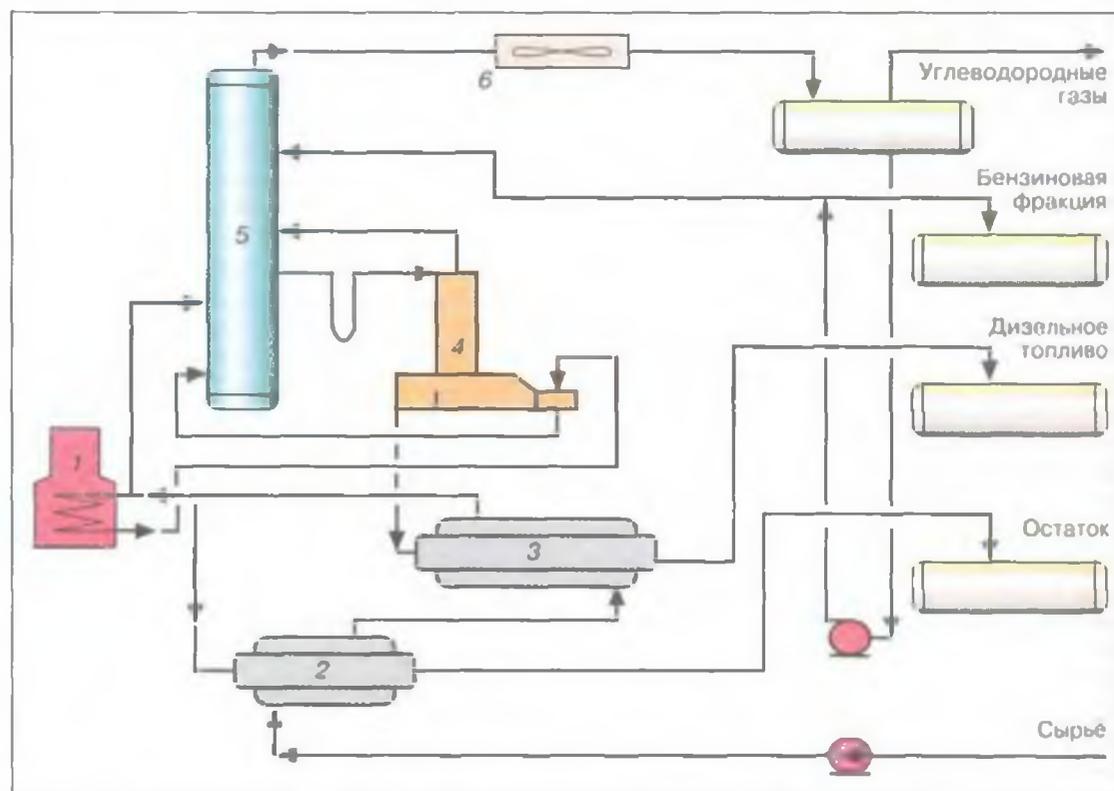
В зависимости от вышепринятых факторов М. д. д. оценивается в пределах 0,77–1,19 от *горного давления* или с учетом запаса прочности 1,2–1,7 от значения пластового давления. С. Н. Бузинов.

МАЛОГАБАРИТНЫЕ УСТАНОВКИ (МГБУ) получения моторных топлив – спец. блочные установки, сооружаемые на промыслах с целью переработки нефти и *газового конденсата* в моторные топлива. Размещаются в отдаленных труднодоступных районах добычи, что позволяет оперативно и надежно обеспечить топливом большое число потребителей. Осн. характеристики параметрич. ряда МГБУ, разработанных во ВНИИгазе, следующие:

Производительность по сырью, тыс. т/год	5	12	50
Кол-во технологических блоков	1	7	9
Площадь для размещения блоков, м ²	40	150	200
Суммарная масса технологических блоков, т	22	45	70
Расчетное потребление:			
электроэнергии (380 В, 50 Гц), кВт	8	15	70
воздуха контрольно-измерительными приборами (0,4–0,6 МПа), м ³ /ч	10	15	15

МГБУ работают на *Уренгойском месторождении*, *Ямбургском месторождении* и *Средневилюйском газоконденсатном м-нии*.

Конструктивные особенности всех агрегатов установки позволяют реализовать блочно-монтажную технологию сооружения установок и дают возможность перенести осн. затраты в сооружении установки на завод-изготовитель. Важным фактором такого рода конструкций является мобильность, возможность переноса



Автоматизированная установка переработки газового конденсата: 1 – печь; 2, 3 – теплообменник; 4 – испаритель колонны; 5 – ректификационная колонна; 6 – аппарат воздушного охлаждения.

установки с миним. затратами на другое м-ние.

Технология мини-нефтеперерабатывающего з-да позволяет конструировать установки разл. мощности в довольно широких пределах, сохраняя устойчивость процесса во всем этом диапазоне. Принципиальная технологич. схема МГБУ, предназначенная для переработки газовых конденсатов и легких нефтей, практически аналогична для всех разработанных установок (рис.).

Стабильная нефть или газовый конденсат из сырьевой емкости прокачивается насосом через теплообменники (2, 3), после чего часть сырья отводится на орошение в ректификационную колонну (5), а основное кол-во сырья направляется в печь (1). Нагретое до необходимой темп-ры сырье поступает в колонну (5), где происходит отделение остаточной фракции. С низа колонны остаточная фракция направляется на охлаждение в теплообменник (2) и затем в промежуточную емкость.

Пары бензиновой фракции с верха колонны (5) проходят аппарат воздушного охлаждения (6) и в жидкой фазе собираются в емкости-сепараторе, откуда часть бензиновой фракции подается на орошение в верх колонны (5), а балансовое кол-во выводится в товарный парк.

С низа колонны (4) дизельная фракция через теплообменник (3) отводится в товарный парк.

И. Б. Кессель.

МАЛОЗЕМЕЛЬСКО - КОЛГУЕВСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН, см. в ст. *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*.

МАНОМЕТР глубинный – измерительное средство для определения давления (нефти, газа, воды и т. п.) на забое и по стволу эксплуатационных скважин. М. применяются при исследовании пластов и скважин и для контроля давления при разработке нефтяных и газовых м-ний. М. герметичны, устойчивы к ударам, действию коррозионной среды, высокой темп-ре. Габариты М. выбираются в зависимости от диаметра скважин.

По виду используемого в измерительной системе чувствительного элемента различают пружинные геликондальные, пружинно-поршневые, струнные и пневматические М. Действие М. основано на восприятии измеряемого давления чувствительным элементом и перемещении пера регистрирующего устройства. В результате этого на диаграммном бланке отображаются изменения давления во времени. В дистанционных М. реакция чувствительного элемента преобразуется в сигнал, поступающий по кабелю в информационную систему. Для измерения давления в определенном узком интервале с малой абс. погрешностью применяют дифференциальные М. Предел измерения выпускаемых в России М. до 63 МПа. Погрешность $\pm(0,5-1,5)\%$ от предела измерения.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ – отражает закон сохранения массы применительно к газовой (газоконденсатной, газогидратной) залежи. При разработке м-ния в условиях *газового режима* М. б. г. з. записывается в следующем виде:

$$M_n = M(t) + M_{\text{доб}}(t),$$

где M_n – начальная масса газа в пласте; $M(t)$ – оставшаяся в пласте масса газа к моменту времени t ; $M_{\text{доб}}$ – масса газа, добытая из залежи к моменту времени t .

Уравнение М. б. г. з. лежит в основе метода определения начальных запасов газа по падению давления в пласте (используются фактич. данные разработки м-ния за нек-рый период времени), а также используется при определении показателей разработки газовой залежи при газовом режиме. В случае водонапорного режима при составлении М. б. г. з. учитывается $M_{\text{ост}}(t)$ – масса газа, оставшаяся в обводненной зоне пласта к моменту времени t :

$$M_n = M(t) + M_{\text{ост}}(t) + M_{\text{доб}}(t).$$

Уравнение применяется при проведении прогнозных расчетов, а также используется для уточнения *коллекторских свойств* водонапорного басс. В ряде случаев в уравнениях М. б. г. з. учитывается деформация продуктивного коллектора (изменение коэф. пористости, а следовательно, и коэф. газонасыщенности) при снижении *пластового давления*. В случае газоконденсатных и газогидратных залежей учитывают также изменение газонасыщенного объема пласта (в газоконденсатных залежах при снижении пластового давления наблюдается выпадение конденсата из газа, вызывающее уменьшение объема, в газогидратных – снижение давления вызывает разложение *газовых гидратов* и, следовательно, увеличение газонасыщенного объема). Для *газогидратной залежи* М. б. г. з. записывается с учетом баланса тепла (в связи со снижением темп-ры, сопровождающим процесс разложения гидратов), в баланс тепла включается также приток тепла от передачи его через кровлю и подошву пласта.

Разновидности уравнения М. б. г. з. позволяют проводить газогидродинамич. расчеты с учетом соответствующих геолого-промысловых факторов.

Лит.: Закиров С. Н., Лалук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974; Коротаев Ю. П., Закиров С. Н., Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1981. Г. А. Зотов.

МЕДВЕЖЬЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газовое – уникальное по запасам газа, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 50 км к Ю.-З. от пос. Ныда. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1967. Разрабатывается с 1972.

М-ние приурочено к Ныдинскому и Медвежьему локальным поднятиям Медвежьего вала, к-рый по кровле сеноманских продуктивных отложений верх. ме-

ла представляет собой вытянутую в меридиональном направлении антиклинальную складку. Оконтуривается структура изогипсой –1140 м, ее размер 120 × 25 км. Ныдинский и Медвежий купола оконтурены изогипсой –1110 м. Амплитуда структуры ок. 140 м, площадь св. 2100 км².

Сеноманские отложения общей мощностью 270–300 м вскрыты на глуб. 1050–1300 м. Образованы переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов и глин. Покрышкой служат морские глинистые турон-датские (верх. мел – палеоцен) отложения общей мощностью ок. 600 м. Ср. толщина продуктивного пласта 24–113 м, ср. эффективная толщина 44 м.

Залежь пластово-массивная, приурочена к верх. части сеноманских отложений. Газ на всей площади м-ния подстилается подошвенной пластовой водой. Протяженность залежи 120 км, ширина ее в пределах Медвежьего поднятия 13–26 км, Ныдинского – до 18 км, высота 114–135 м. ГВК залежи слабо наклонен в С.-сев.-вост. направлении и фиксируется на абс. отметках от –1128 м на Ю. до –1140 м на С.

Начальные запасы газа 2200 млрд. м³.

В отложениях ниж. мела на глуб. 1506–3035 м выявлены газовые и газоконденсатные залежи (пласты ПК₂, ПК₉, ХМ₂, ХМ₃, ХМ₄, ТП₁, ТП₂, ТП₃, БН₁ и БН₁₀). Продуктивные пласты имеют эффективную толщину 1,4–10 м, пористость 20–27%, начальное пластовое давление 14,3–33,8 МПа.

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 608,1 млрд. м³, категории С₂ – 32,1 млрд. м³, в целом по м-нию накопленная добыча из сеноманских залежей – 1662,4 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

МЕЖГОРНЫЙ ПРОГИБ – тектонич. впадина между складчатыми горн. сооружениями, образованная в результате прогибания земной коры одновременно с подъемом окружающих хребтов и обычно заполненная мощными толщами обломочных отложений – моласс. Возникает на стадии преобразования геосинклинальной области в горно-складчатую страну или во время формирования таких стран на месте материковых платформ. Осадочные толщи, выполняющие М. п., обычно более интенсивно деформированы по его периферии и более спокойно залегают в осевой части, хотя встречаются и симметричные М. п. С М. п. связаны м-ния нефти, газа, соли и угля.

МЕЖКРИСТАЛЛИТНАЯ КОРРОЗИЯ – коррозионное поражение вдоль границ зерен металла. М. к. могут подвергаться все структуры легированных *коррозионно-стойких сталей*. Общее условие М. к. – избирательное растворение межзеренных границ металла при достаточно высокой стойкости самих зерен к *коррозии*. При малозаметном изменении внеш. вида изделия металл становится хрупким, теряет прочность. Причиной М. к. стали является образование на границе зерен чаще всего карбидов (отличающихся от ср. со-

става стали) при неправильной термич. обработке изделия или технологии сварки, а также эксплуатации в условиях высоких темп-р и др. Растворимость углерода в твердом аустените больше, чем в твердом феррите, и при высоких темп-рах гораздо выше, чем при низких. При охлаждении (напр., после сварки и др.) может происходить карбидообразование на границе зерен, причем в ферритных сталях оно происходит интенсивнее, чем в аустенитных, особенно если они содержат небольшое кол-во углерода и стабилизированы сильными карбидообразующими элементами (титаном, ниобием и др.) Тогда они менее склонны к М. к. Карбидообразование наблюдается при отпуске металла или при медленном охлаждении после нагрева до высоких темп-р. Углеродистые и низколегированные стали менее склонны к М. к., чем высоколегированные, имеющие иногда нестойкие против коррозии границы зерна при стойкой его матрице. В. П. Афанасьев.

МЕРКАПТАНЫ (тиолы, тиоспирты) — органические производные сероводорода с общей формулой RSH , где R — углеводородный радикал. Низшие М.— легколетучие жидкости (метилмеркаптан — газ) с сильным неприятным запахом. Обладают слабокислотными свойствами. Находятся гл. обр. в продуктах гниения белков. Метил- и этилмеркаптаны содержатся в природных газах, высокомолекулярные М.— в бензиновой и керосиновой фракциях нефтей и конденсатов. Повышенное содержание М., свободной S и H_2S чаще встречается в нефтях, добываемых из карбонатных отложений. В большинстве нефтей *Волго-Уральской нефтегазоносной провинции* содержание меркаптановой серы 0,001–0,448% (0,03–13,5% от общей серы). В одних нефтях сераорганич. соединения представлены в основном М. (*Оренбургское месторождение*, Марковское м-ние — 0,71%, или 73,7% от общей серы), в других — меркаптановая сера не обнаружена (Зап. Сибирь, *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*).

М. — термически малоустойчивые соединения, ухудшающие эксплуатационные качества нефтепродуктов. М. и их производные используются как регуляторы полимеризации синтетич. каучуков, в синтезе лекарств, препаратов, инсектицидов, для *одоризации* газов.

МЕТАГЕНЕЗ (от греч. *meta* — за, после и *genesis* — рождение, возникновение, происхождение) — совокупность природных процессов преобразования осадочных горн. пород при погружении их в более глубокие горизонты литосферы в условиях все повышающегося давления и темп-ры. В понимании термина «М.» среди ученых нет единого мнения. Сов. геолог Н. Б. Вассоевич, впервые предложивший (1957) этот термин, считает его синонимом регионального метаморфизма горн. пород (преобразования минер. состава и структуры пород под воздействием темп-ры, давления и глубинных растворов на обширных площадях). Почти

одновременно Н. М. Страхов стал называть М. один из этапов преобразования осадочных горн. пород, наступающий после *диагенеза* и происходящий вплоть до превращения их в метаморфич. горн. породы. В отличие от *катагенеза*, изменяющего только отд. компоненты пород, М. захватывает всю минер. массу. Напр., глинистые минералы преобразуются в слюду, гидроксиды алюминия переходят в корунд, гидротититы — в гематит и т. д. Одновременно усиливается взаимное прорастание минер. зерен, но слоистая текстура пород нередко сохраняется.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91

МЕТАН, болотный газ, CH_4 , — природный горючий газ, встречающийся в осадочном чехле земной коры в виде свободных скоплений (залежей), в растворенном (в нефти, пластовых и поверхностных водах), рассеянном, сорбированном (породами и органическим веществом) и твердом (газогидратном) состояниях. Плотность М. по воздуху 0,555 (20 °С), мол. масса 16,04, темп-ра плавления —182,49 °С, темп-ра кипения —161,56 °С, критическое давление 4,58 МПа, критическая темп-ра —82,4 °С, темп-ра вспышки —187,8 °С, темп-ра самовоспламенения 537,8 °С.

М.— первый член гомологич. ряда насыщенных (метановых) углеводородов. Молекулу М. представляют в виде тетраэдра с атомом углерода в центре. Величина связи $C-H$ 1,09 нм. М.— бесцветный газ с легким чесночным запахом, горящий слабо светящимся пламенем. При обычной темп-ре с большинством химич. элементов не реагирует. Обладает высокой термич. устойчивостью и начинает заметно разлагаться при темп-ре 600 °С. Растворимость М. в нефти в 10 раз больше, чем в воде. Уд. теплота сгорания (50,049 МДж/кг) почти в 2,5 раза больше, чем у *каменного угля*.

М. является осн. компонентом *горючих газов* (до 99,5%), нефтяных попутных (39–91%), болотных (св. 99%) и рудничных (34–48%) газов; присутствует в газах грязевых вулканов (св. 95%), sporadически встречается в вулканич. газах и в газах магматич. и метаморфич. пород, а также в микровключенных газах. Большое кол-во М. растворено в водах океанов, морей, озер, газы к-рых иногда представляют пром. интерес. Ср. содержание М. в водах Мирового ок. порядка 10^{-2} см³/л, общее — $14 \cdot 10^{12}$ м³. Кол-во М., растворенного в *пластовых водах*, на неск. порядков выше его пром. запасов. Значительное кол-во М. сорбировано породами (при давлении 40 МПа глины сорбируют 2600 см³/кг М.). В угленосных толщах М. находится в свободном и сорбированном состояниях (240–260 трлн. м³). Метаморфизм углей сопровождается выделением огромных объемов М., в неск. раз превышающих запасы известных газовых м-ний. Содержание сорбированного газа преобладает над свободным, сорбционная емкость углей по М. увеличивается со степенью ме-

таморфизма (углефикации) углей. В геологически закрытых угленосных басс. за счет газов угольных пластов могут сформироваться газовые залежи (см. *Метан угольных пластов*). М. присутствует также в атмосферах Земли (ок. $6 \cdot 10^{12}$ м³), Юпитера, Сатурна, Урана, в газах поверхностного грунта Луны.

М. в определенных термодинамич. условиях образует газовые растворы, обладающие большой подвижностью и способствующие развитию миграции нефти и газа. При низких темп-рах М. образует *газовые гидраты*, к-рые в пористой среде осадочного чехла формируют *газогидратные залежи*.

С воздухом М. образует взрывчатые смеси. При содержании в воздухе до 5–6% М. горит ок. источника тепла (темп-ра воспламенения 650–750 °С), при содержании 5–16% — взрывается. св. 16% — может гореть при притоке кислорода, снижение при этом концентрации М. взрывоопасно. После контакта с источником тепла воспламенение происходит с нек-рым запаздыванием.

Осн. масса М. литосферы и гидросферы образуется при биохимич. и термокаталитич. деструкции рассеянного органич. вещества, углей и нефтей. В процессе погружения осадка, а затем породы образование М. происходит непрерывно, но с разной интенсивностью и заканчивается при полной метаморфизации пород. На ранних стадиях преобразования отложений (*диагенез*) генерация М. связана с деятельностью анаэробных микроорганизмов, завершают процесс метанообразующие бактерии. В общем случае биохимич. зона образования М. ограничивается глубиной (темп-рой) существования бактерий. Наиболее активна их деятельность при 25–45 °С, нек-рые из них могут существовать при 100 °С. С погружением пород на большие глубины гл. преобразующая роль отводится термокаталитич. реакциям, в результате к-рых вместе с М. образуется большое кол-во жидких углеводородов (*главная зона нефтеобразования*). Ниже этой зоны генерируется преимущественно М. Часть его имеет термометаморфич., радиохимич. и космич. происхождение.

М. широко используется как топливо и сырье для пром-сти. Хлорированием М. производят метил- и метилхлорид, хлороформ, тетрахлорид углерода. При неполном сгорании М. получают *технический углерод*, при каталитич. окислении — формальдегид, при взаимодействии с серой — сероуглерод. Термоокислительный крекинг и электрокрекинг М.— важные пром. методы получения ацетилена. Каталитич. окисление смеси М. с аммиаком лежит в основе пром. произ-ва синильной кислоты. М. используется как источник водорода при пром. получении аммиака, а также водяного газа, применяемого для пром. синтеза углеводородов, спиртов, альдегидов и др. Важное производное М.— пиррометан.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ – метан, содержащийся в осадочных толщах с пластами ископаемого угля. Если он содержится в объемах, имеющих пром. значение, то его можно рассматривать как м-ние угольного метана. М. у. п. относится к *нетрадиционным источникам* горючих газов, являясь наиболее дешевым и экологически чистым из них.

Углеводородные газы образуются в процессе метаморфизма угольного вещества. Большую их часть составляет метан, содержащийся в угленосных толщах в свободном, сорбированном и растворенном в подземных водах состоянии. Свободный газ заполняет ловушки, каверны, трещины и макропоры. Осн. масса метана в угольных пластах содержится в связанном, сорбированном виде. В частности, метан удерживается как пленка на поверхности угля (т. н. явление *адсорбции*). В углевмещающих породах он находится в свободной фазе (гл. обр. в ловушках) и в водорастворенном состоянии.

Структура угольного пласта отличается от традиционных газовых коллекторов. Угольная матрица обладает естеств. системой трещин, называемой иногда кливажем. Объем трещин (макропор) обычно составляет ок. 2% общего объема породы. Система трещин неоднородна и имеет главное и второстепенное направление (рис. 1). Значения *проницаемости*



Рис. 1 Схематическое изображение системы трещин породы.

по этим направлениям могут существенно отличаться друг от друга. Гл. кливаж – это непрерывные каналы, а второстепенный – прерывистые трещины, пересекающиеся с трещинами гл. кливажа. Кроме кливажа, порода содержит микропоры, составляющие до 85% порового пространства. Кол-во сорбированного метана определяется микроструктурой среды и зависит от давления и темп-ры, повышаясь при снижении темп-ры и увеличении давления.

Движение газа через трещиновато-пористую среду угольных пластов обуславливается (рис. 2): *десорбцией* с поверхности и из гранул угля; диффузионным течением по микропорам из-за градиента концентрации метана; течением по трещинам и макропорам под действием градиента давления.

Газоносность угольных пластов повышается с увеличением глубины их залега-

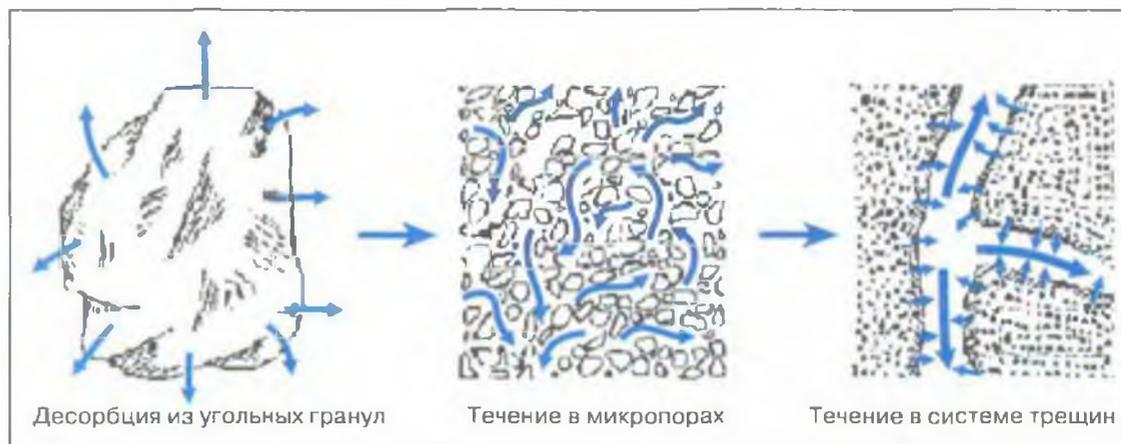


Рис. 2. Схема движения газа в породе.

ния. Наибольшие градиенты роста отмечаются до глуб. 300–400 м, затем они падают. Предельные значения метаноносности в условиях Кузнецкого угольного басс. составляют 35–39 м³/т. Массы углеводородных газов распределены неоднородно по разрезу угленосных толщ. Метаноносность изменяется от 1–4 во вмещающих угольные пласты породах до 20–45 м³/т непосредственно в угольных пластах. При прочих равных условиях сорбционная емкость углей зависит от степени их метаморфизма, достигая максимума у антрацитов.

Добыча метана как полезного ископаемого осуществляется двояко. Первое направление – извлечение метана средствами шахтной дегазации. Дегазация пластов является необходимой процедурой добычи угля, повышающей безопасность горн. работ. Попутно добываемый метан служит дополнительным энергетич. ресурсом для обеспечения бытовых и пром. потребностей в районе угледобычи. При этом вопрос о коммерч. рентабельности добычи не возникает, т. к. осн. предназначение дегазации – снижение вероятности газопроявлений при стр-ве и эксплуатации угольных шахт. Использование попутного метана сопряжено с нек-рым риском, т. к. смесь метана с воздухом при определенных концентрациях взрывоопасна.

Второе направление рассматривает М. у. п. как самостоятельное полезное ископаемое. Его добыча осуществляется специализиров. газовым промыслом независимо от добычи угля и должна быть экономически обоснована. Осн. цель предприятия по добыче газового метана – обеспечение газом как энергоносителем и сырьем пром., транспортных и бытовых нужд региона. Наряду с этим достигаются также и побочные положительные результаты: понижается опасность произ-ва последующих работ по добыче угля на площадях газового промысла, уменьшается естеств. выход в атмосферу метана – одного из газов, вызывающих *парниковый эффект*.

Различие геолого-промысловых характеристик угольных пластов и традиционных коллекторов обуславливает специфику физико-химич. процессов и в конечном счете технологий *строительства скважин* и добычи угольного метана.

При бурении скважин возникают проблемы с устойчивостью ствола скважины и с отбором *керна* из-за хрупкости угля и высокой трещиноватости породы. Для традиционных газовых промыслов характерны высокие дебиты скважин в начальный период и обводнение на завершающих стадиях разработки. При освоении М. у. п., наоборот, вначале отбираются *пластовые воды*, заполняющие трещины и макропоры, вследствие чего снижается давление в пласте и интенсифицируются процессы десорбции метана. Дебит газа постепенно увеличивается, достигая максимума через определенный промежуток времени (от нескольких недель до 3–4 лет). Типичные графики изменения во времени дебитов воды и газа (в условных единицах) представлены на рис. 3.

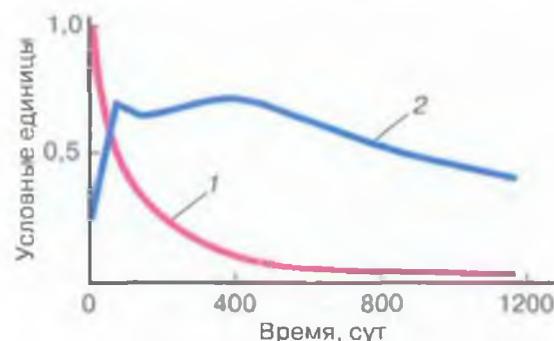


Рис. 3. Графики изменения дебита воды (1) и газа (2).

Для обеспечения высоких дебитов метаноугольных скважин используются спец. технологии интенсификации газотдачи. Наиболее эффективны – методы *гидроразрыва пласта* и пневмогидродинамич. воздействия на пласт с образованием каверн.

Гидроразрыв является осн. технологией, способной существенно увеличить дебиты скважин, и применяется в процессе заканчивания скважин, дренирующих как один пласт, так и многопластовые м-ния. Применяются разл. виды гидроразрыва: вертикальный, горизонтальный, сложный Т-образный. Часто весьма эффективным оказывается вертикальный гидроразрыв в гл. направлении кливажа. В качестве жидкости, нагнетаемой при разрыве пласта в скважину, применяются гели и вода. Для избежания смыкания

краев трещин вместе с жидкостью закачивается калиброванный песок с определенной величиной зерен (пропант). Концентрация пропанта, скорость закачки жидкости, тип геля выбираются в зависимости от условий залегания пластов, состава пород и др. факторов.

При пневмогидродинамич. завершении в необсаженный ствол скважины циклически закачивают воздух или водовоздушную смесь с мгновенным сбрасыванием давления. Периодически повторяющиеся воздействия приводят к разрушению породы из-за сравнительно небольшой прочности угля, расширению трещин и образованию каверн.

Кроме того, применяются др. методы интенсификации газоотдачи. Так, после обработки *призабойной зоны* электрич. током проницаемость пород увеличивалась в радиусе 10 м, а дебит возрастал в 4–5 раз и оставался на этом уровне в течение длительного времени. Предложены также методы акустического и виброимпульсного воздействия на пласт. Перспективна интенсификация добычи угольного метана путем закачки в пласт углекислого газа и азота. Углекислый газ способен замещать метан как сорбент, применение азота с инертными газами снижает парциальное давление метана.

Реализация технологий разработки М. у. п. и завершения скважин осуществляется с помощью: специализиров. компьютерных комплексов, разработанных гл. обр. амер. фирмами для моделирования процессов течения флюидов в угольных пластах и в *призабойной зоне* скважины (пакеты отражают явления сорбции – десорбции, физич. процессы, происходящие в пласте при заканчивании скважины); разработки проектов проведения и упр. ния процессом гидроразрыва; упр. ния процедурой пневмогидродинамич. воздействия на *призабойную зону* скважины с целью образования каверн и *интенсификации притока* метана.

Впервые добыча М. у. п. осуществлена в США, где становление индустрии добычи угольного метана приходится на 1983–93. За это время пробурено ок. 6600 скважин. Разработаны технологии интенсификации газоотдачи, обеспечившие получение высоких, коммерчески оправданных дебитов (до 30–40 тыс. м³/сут, а в пиковый период в 2 и более раз выше). Быстрый рост отрасли стимулировался льготным налогообложением в начальный период развития. В 2000 в США извлечено ок. 40 млрд. м³ М. у. п. (6% всего добываемого в США газа). Наиболее освоены угольные басс. Сан Хуан (штаты Нью-Мексико и Колорадо) и Блэк Уорриер (шт. Алабама). На них в сер. 1990-х гг. приходилось соответственно 82 и 13% общей добычи.

Обнадеживающие результаты в области добычи М. у. п. достигнуты в Австралии (в пром. масштабе), экспериментальные работы проводятся в Китае, Польше, Германии и др. странах.

Россия имеет большие перспективы добычи М. у. п. На нач. 2002 пром. освоение метаногольных м-ний не начато.

Однако произведены детальные геологич. исследования, на основании к-рых оценены запасы метана в Кузбассе; до глуб. 1800 м ресурсы его составляют 13 трлн. м³. Специалисты полагают, что общее кол-во метана может доходить до 30 трлн. м³. Наиболее перспективными являются Ерунаковский, Терсинский, Толь-Усинский районы, расположенные в Юж. Кузбассе.

Обоснована программа проведения пром. эксперимента в Кузбассе, к-рая предполагает бурение нескольких скважин с применением совр. технологий их заканчивания. Близость расположения м-ний энергоносителя к потребителям позволит избежать затрат на *компримирование* газа и сооружения газопроводов высокого давления и перевести на местные источники все газоснабжение Кемеровской обл., а возможно, и соседних регионов Зап. Сибири. М. Г. Сухарев.

МЕТАНОВОЕ ЧИСЛО, см. в ст. *Газомоторное топливо*.

МЕТАНОЛ, метиловый спирт, СН₃ОН, – древесный спирт, используемый в газонефтедобыче как *ингибитор гидратообразования*, чаще всего на газоконденсатных м-ниях. Темп-ра плавления –97,9 °С, темп-ра кипения 64,5 °С, относительная плотность d_4^{20} 0,7917, концентрационные пределы взрываемости 6,7–36,5%, показатель преломления n_D^{20} 1,3330, легко смешивается с водой (в любом соотношении), спиртами, бензолом, ацетоном и др. органич. растворителями.

Закачка М. в *призабойную зону* скважины газогидратных м-ний вызывает не только разложение *газовых гидратов* на забое скважины, но и улучшает фильтрационные характеристики *призабойной зоны*. При закачке в газовые скважины водных растворов *поверхностно-активных веществ* (с целью удаления воды с забоев скважин) в них также добавляют М., чтобы не допустить замерзания растворов. Высокая абсорбционная способность М. используется для удаления воды после гидростатич. испытаний газопроводов, а также в низкотемпературных процессах очистки природных и синтетич. газов от СО₂, Н₂S и др. серосодержащих органич. соединений. М. используется для получения формальдегида, метиламинов, уксусной кислоты и др., как растворитель и топливо.

Перспективным является применение М. для произ-ва синтетич. белков и метил-трет-бутилового эфира (добавка к бензину, повышающая на 5–8 единиц его *октановое число*).

М. – сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, с резко выраженным кумулятивным действием; при отравлении поражаются зрительный нерв и сетчатка глаза. Прием внутрь 5–10 г М. вызывает тяжелое отравление, 30 г – смерть. *Предельно допустимая концентрация* М. в воздухе рабочей зоны 5 мг/м³, в воздухе населенных мест среднесуточная концентрация М. 0,5 мг/м³, макс. разовая – 1 мг/м³; в *сточных водах*, поступающих на соору-

жения биохимич. очистки (М. подается биологич. разрушению), – 200 мг/л. Для исключения возможности ошибочного употребления М. в качестве спиртного напитка в него добавляют *одорант* (в соотношении 1:1000), керосин (1:100) или краситель, хорошо растворяющийся в М. (2,5:1000). Получают М. в осн. из *синтез-газа*, сырьем для к-рого являются природный газ, нефтяные фракции или уголь. Разработаны методы получения М. из отходов древесины, с. х. и городских отходов.

Лит.: Бухгалтер Э. Б., Метанол и его использование в газовой промышленности, М., 1986.

Э. Б. Бухгалтер.

МЕТОД ГАММА – ГАММА-ТОЛЩИНОМЕТРИИ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

МЕТОД ГАММА – ГАММА-ЦЕМЕНТОМЕТРИИ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

МÉТОД ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРОСОПРОТИВЛЕНИЯ – физич. метод определения *скорости коррозии*. Основан на растворении металла в процессе *коррозии*, вызывающем уменьшение поперечного сечения образца и пропорциональное увеличение его электросопротивления. Измерение последнего позволяет оценить скорость коррозии. Чувствительность приборов, построенных на этом принципе, тем выше, чем меньше поперечное сечение рабочего элемента и чем больше уд. сопротивление материала, из к-рого он изготовлен. Используется в лабораторных и пром. условиях с целью *коррозионного контроля*.

К преимуществам метода относится возможность: непрерывно проследить изменение скорости коррозии, не вынимая образец (зонд) из среды; измерений в слабо или в неэлектропроводной среде (напр., в газе).

Недостатками этого метода являются: невозможность его использования в сильно электропроводных электролитах; трудности, связанные с переносом полученных результатов на коррозию непосредственно оборудования ввиду различия в форме и материале зонда и контролируемого объекта.

Ю. И. Куделин.

МÉТОД МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА, см. в ст. *Техническая диагностика*.

МÉТОД НОМОГРАММ – графич. метод определения газоконденсатных характеристик. Разработан в 1974 рос. геологом Т. Д. Островской на основе обобщения результатов исследования св. 200 газоконденсатных систем м-ний России, стран СНГ и дальнего зарубежья. Разработано более 30 номограмм, позволяющих прогнозировать фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем. Правила пользования номограммами чрезвычайно просты, удобны, т. к. порядок определения искомого значения указан стрелками. Осн. газоконденсатными характеристиками до начала разработки м-ния являются: *потенциальное содержание конденсата* в пластовом газе; степень насыщенности залежей углеводородами С₅Н₁₂+вышш; *коэффициент извлечения конденсата*

на конечной стадии разработки; коэффициент усадки неустойчивого конденсата. Текущие газоконденсатные характеристики определяют: распределение конденсата в залежи при снижении пластового давления; потери насыщенного и стабильного конденсата в пластовых условиях; текущий потенциал $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе; выход конденсата при разл. условиях сепарации.

Потенциальное содержание углеводородов $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе (потенциал $C_5H_{12+высш}$) зависит от группового углеводородного состава конденсата, термобарич. условий нахождения залежей, степени насыщенности залежей углеводородами $C_5H_{12+высш}$, наличия неуглеводородных компонентов в составе пластового газа. Групповой углеводородный состав конденсатов (в % масс.) колеблется в широких пределах: арены 2–60; нафтены 10–90; парафины – до 80. Он имеет четкую связь с давлением и темп-рой в залежи. Указанное различие в групповом углеводородном составе конденсата предопределяет величину потенциала $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе.

На основе фактич. материала разработана серия номограмм для определения потенциального содержания углеводородов $C_5H_{12+высш}$. Каждая номограмма соответствует газоконденсатным системам с определенным содержанием аренов в составе $C_5H_{12+высш}$. На номограмме (рис. 1) показан пример определения количества $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе газоконденсатных м-ний при содержании аренов 5–15% масс. при пластовой темп-ре 75 °С и пластовом давлении 30 МПа, при содержании нафтеновых углеводородов 40% масс. (стрелки на номограмме указывают порядок определения искомого значения потенциального содержания конденсата). По этой номограмме можно прогнозировать состав и кол-во фракции $C_5H_{12+высш}$ для предельно насыщенных газоконденсатных систем. Недонасыщенность ряда газоконденсатных систем достигает 50% и более, что вносит коррективы в закономерность растворимости $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе: для состава углеводородов $C_5H_{12+высш}$ характерно повышенное содержание аренов при относительно низком содержании их в пластовом газе. Разработана номограмма для прогноза содержания $C_5H_{12+высш}$ в начальный период разработки залежей и определения момента выпадения углеводородов $C_5H_{12+высш}$ в жидкую фазу в условиях недонасыщенных залежей.

Для учета влияния неуглеводородных компонентов (N_2 , CO_2 и H_2S) на величину давления начала конденсации разработано неск. номограмм. Составлен комплекс номограмм, направленный на решение задач оценки геологич. запасов $C_5H_{12+высш}$ в перспективных р-нах.

Для определения извлекаемых запасов $C_5H_{12+высш}$ необходимо знать коэф. извлечения конденсата на конечной стадии разработки м-ния. Имеющиеся данные по фазовым превращениям пластовых газоконденсатных систем указывают на сложную и многообразную связь коэф.

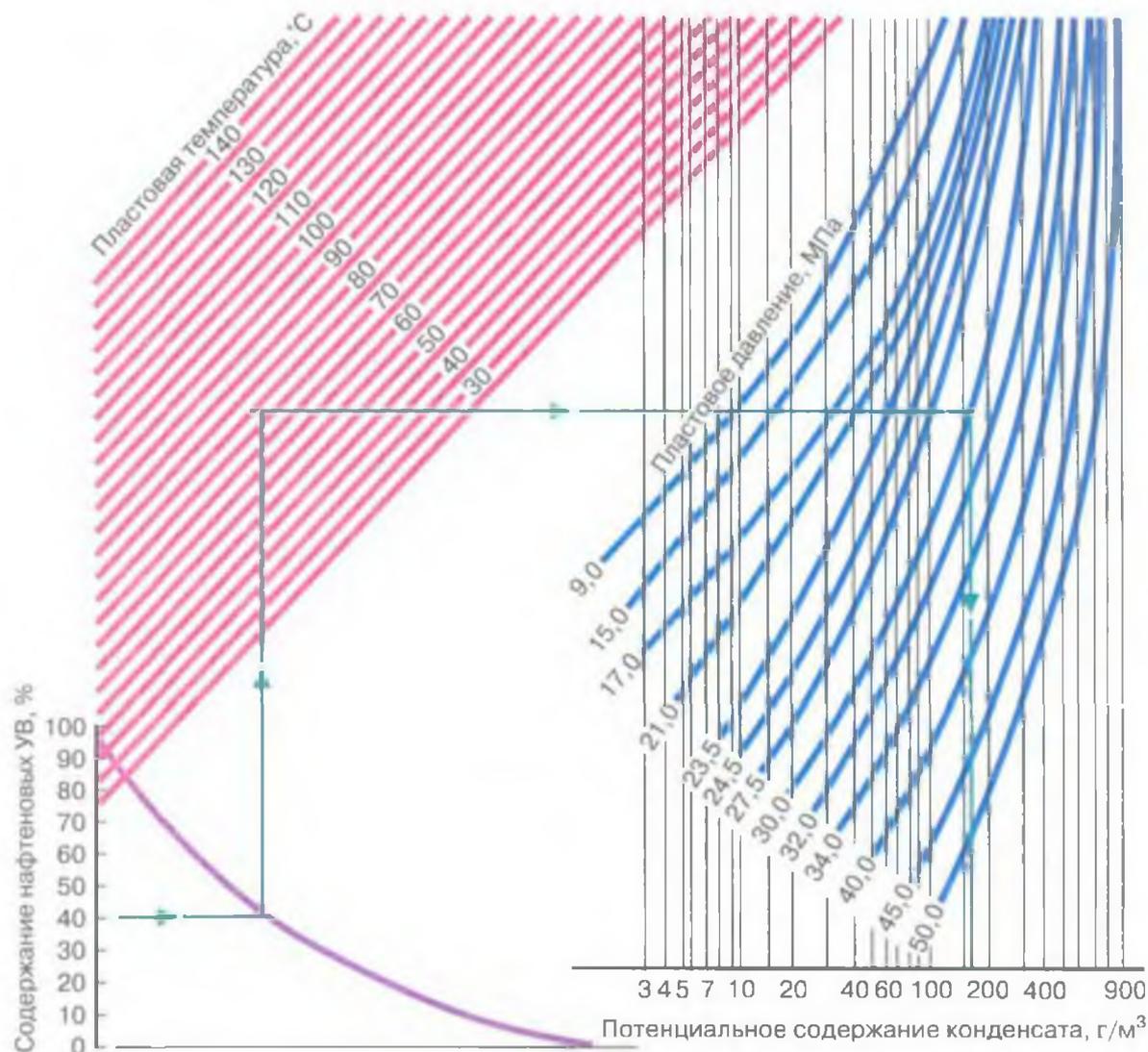


Рис. 1. Номограмма для определения потенциального содержания конденсата в пластовом газе при содержании ароматических углеводородов от 5 до 15%.

денсатоотдачи с групповым углеводородным составом фракции $C_5H_{12+высш}$ и его количества. Разработана номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата. Имеется номограмма, учитывающая влияние CO_2 на конденсатоотдачу.

Разработаны номограммы для определения кол-ва выделяющегося в пласте насыщенного конденсата на разл. этапах снижения пластового давления в залежи,

для перехода от насыщенного конденсата к стабильному через усадки конденсата (рис. 2), для определения пластовых потерь $C_5H_{12+высш}$.

Эта номограмма позволяет на основе замера газоконденсатного фактора на единичном режиме сепарации газа определить величину последнего при любых термобарич. условиях. При исследовании разведочной скважины сепарация газа осуществляется при давлении 4 МПа и

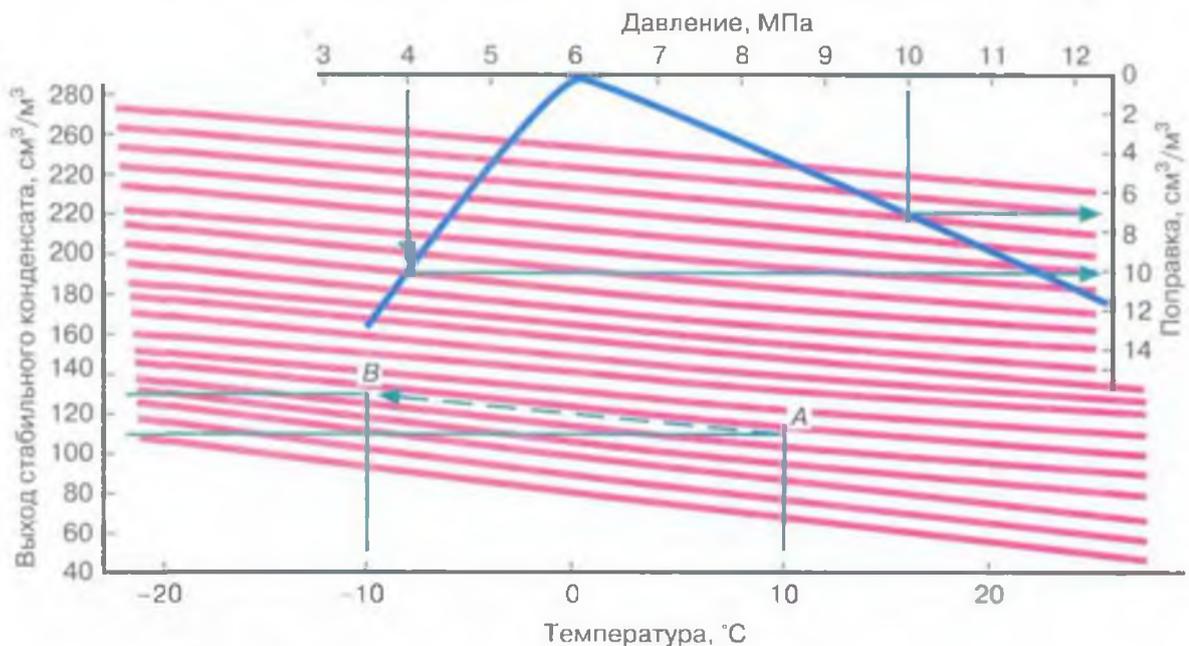


Рис. 2. Номограмма для определения выхода конденсата в зависимости от температуры и давления сепарации.

температуре $10\text{ }^{\circ}\text{C}$; выход конденсата составляет $100\text{ см}^3/\text{м}^3$. Требуется определить выход конденсата при давлении 6 МПа (оптимальное давление для макс. конденсации стабильного конденсата) и температурой $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. От верх. шкалы давления (4 МПа) на номограмме проводим вертикальную прямую до пересечения с параболой. Далее, двигаясь по горизонтальной прямой вправо, находим поправку ($10\text{ м}^3/\text{м}^3$) на отклонение значения выхода конденсата от его выхода при давлении 6 МПа . Следовательно, при давлении 6 МПа и температурой $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ (см. левый угол номограммы) выход конденсата составит:

$100 + 10 = 110\text{ см}^3/\text{м}^3$. Для определения выхода конденсата при давлении 6 МПа и температурой $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ на поле изобар конденсации фиксируем точку A , соответствующую выходу конденсата при температурой $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($110\text{ см}^3/\text{м}^3$). Двигаясь вдоль изобары до пересечения с перпендикуляром от шкалы температур ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$), находим искомое значение выхода конденсата (точка B), равное $128\text{ см}^3/\text{м}^3$.

На стадии проектирования разработки м-ния важное значение имеет определение усадки сырого конденсата. Коэф. усадки нестабильного конденсата зависит от условий сепарации (температуры, давле-

ния) и состава фракции $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$. На рис. 3 представлена номограмма для определения коэф. усадки насыщенных конденсатов (весовых и объемных) для плотностей конденсатов ($680\text{--}820\text{ кг/м}^3$) и мол. масс ($80\text{--}140\text{ ед.}$) в диапазоне условий сепарации (температура от -40 до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление от 1 до 9 МПа). Определим усадку сырого конденсата, полученного при давлении 8 МПа и температурой $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Мол. масса и плотность фракции $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$ соответственно равны 100 и 740 кг/м^3 . Приложив линейку на оси ординат к отметке, равной отношению мол. массы конденсата к его плотности (в данном случае 135), фиксируем точку на промежуточной кривой линии. Затем поставим линейку под углом 90° и зафиксируем точку температуры сепарации $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вправо от точки проводим линию до пересечения с перпендикуляром, отсекающим на оси абсцисс давление сепарации газа (8 МПа). Искомое значение объемного коэф. усадки составит $0,63$. Для определения весового коэф. усадки от точки, соответствующей значению объемного коэф. усадки (точка a), проводим вертикальную линию до пересечения со вспомогательной линией AB . Далее из точки пересечения O восстанавливаем перпендикуляр к AB и циркулем на семействе кривых весовых значений коэф. усадки отсекается отрезок Ob , равный отрезку Oa . Коэф. усадки в данном примере равен $0,73$.

При составлении проектов опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных м-ний используют экспериментальные данные по результатам исследований фазового поведения пластового газа при снижении давления в системе, изучая процесс дифференциальной конденсации рекомбиниров. проб газоконденсатной смеси, включающей в себя пластовые потери насыщенного и стабильного конденсата, изменение потенциального содержания углеводородов $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$ в пластовом газе, извлечение $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{высш}}$ из пласта в составе отбираемого газа и др.

Лит.: Гриценко А. И. и др., Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем, М., 1995.

Т. Д. Островская.

МЕТОД ОБЩЕЙ ГЛУБИННОЙ ТОЧКИ, см. в ст. *Сейсмическая разведка*.

МЕТОД ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН, см. в ст. *Сейсмическая разведка*.

МЕТОД ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ – электрохимич. метод определения скорости коррозии, основанный на измерении поляризационного сопротивления, пропорционального току коррозии и возникающего при поляризации рабочего электрода (электродов) от внеш. источника. Используется в лабораторных и пром. условиях с целью коррозионного контроля.

Метод часто соотносят с именами М. Стэрна и А. Л. Гири, внесших наибольший вклад в его развитие, к рые исходили из предположения, что связь между потенциалом E и наложенным током I при потенциале, близком к по-

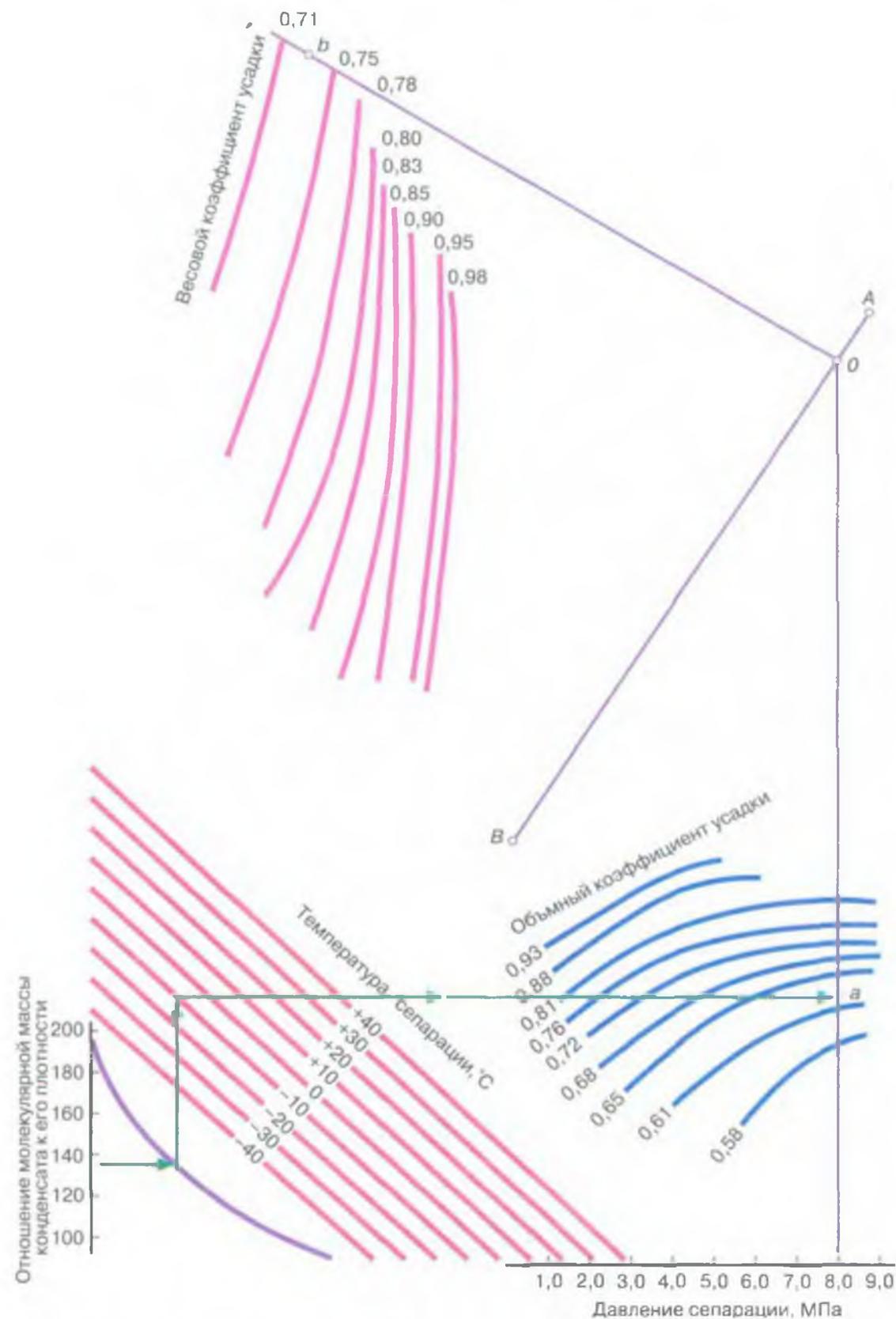


Рис. 3. Номограмма для определения коэффициента усадки нестабильного конденсата.

тенциалу коррозии, является линейной. Указанное предположение приводит к простому соотношению между током коррозии $I_{кор}$ и поляризационным сопротивлением R_p :

$$I_{кор} = \frac{b_a \cdot b_k}{2,303(b_a + b_k)} \left(\frac{\partial I}{\partial E} \right) = B/R_p,$$

где $R_p = \partial E / \partial I$; $B = \frac{b_a \cdot b_k}{2,303(b_a + b_k)} =$

$$= \left(\frac{1}{b_a} + \frac{1}{b_k} \right)^{-1} - \text{постоянная, зависящая от}$$

констант Тафеля (b_a и b_k).

В практич. измерениях величина поляризации электрода не велика (чаще всего 10 мВ), что является одним из преимуществ метода.

К недостаткам метода относятся: систематич. ошибки из-за предположения о линейности основного кинетич. уравнения, к-рые тем больше, чем больше величина поляризации, и могут достигать нескольких десятков процентов; неопределенность, связанная с константой B , величина к-рой теоретически может изменяться на порядок, но не может быть получена непосредственно при измерении R_p и задается априори или определяется в отд. эксперименте, а использование того или иного ее количеств. значения должно быть аргументировано в каждом конкретном случае; затруднения в интерпретации результатов в низкоэлектродных средах, а также при отложении продуктов коррозии на корродирующей поверхности (напр., при *сероводородной коррозии*).

Простота метода стимулировала разработку коррозиметров – приборов, основанных на измерении поляризационного сопротивления.

Метод дает значения мгновенной скорости коррозии, и измерения могут производиться практически в непрерывном режиме. При условии установления адекватности показаний прибора характеру коррозионных процессов он может указывать на изменение степени агрессивности среды в разные периоды эксплуатации. Сопоставление показаний во времени при неизменном характере коррозионного процесса позволяет быстро оценивать эффективность ингибирования. Абс. значения скорости коррозии, полученные этим методом, для оценки их достоверности следует сравнивать с результатами других методов (напр., *гравиметрического метода*, ультразвукового).

Лит.: Мансфельд Ф., в сб.: Достижения науки о коррозии и технологии защиты от нее (пер. с англ.), т. 6, М., 1980.

Ю. И. Куделин.

МЕТОД «ПЬЕЗОПРОСЛУШИВАНИЯ», см. в ст. *Газодинамический каротаж*.

МЕТОД РЕГУЛИРУЕМОГО НАПРАВЛЕННОГО ПРИЁМА, см. в ст. *Сейсмическая разведка*.

МЕТОД УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ – испытание скважины на приток газа при различных установленных режимах ее работы (дебитах газа). Входит

в обязательный комплекс первичных текущих и специальных испытаний. Один из *газодинамических методов исследования* скважин при стационарных режимах *фильтрации* газа.

На каждом режиме достигается условная стабилизация *устьевых давлений* и *забойных давлений* и *дебита* с установленной заранее точностью. В том случае, если периоды стабилизации давлений достигают значительных величин (более нескольких часов), что характерно для пластов с низкопроницаемыми (неск. мД и менее) коллекторами, используют разл. *изохронные* методы. При этом соблюдается условие одинаковых периодов работы скважины на каждом режиме.

М. у. о. рекомендуется осуществлять на 5–6 режимах при увеличении дебитов («прямой ход») и 2–3 режимах при переходе от большего дебита к меньшему («обратный ход»). Один цикл испытания (прямой и обратный ход) используется в том случае, если параметры режимов при прямом и обратном ходе совпадают. В противном случае циклы повторяют («многоцикловые испытания»).

Результаты испытания представляют в виде индикаторных диаграмм: *кривая производительности*, *индикаторная линия*.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин Г. М., Газодинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970. Г. А. Зотов.

МЕТОД ЭЛЕКТРОННОЙ ЛОКАЦИИ МУФТ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ месторождений природного газа – совокупность *геотехнологий* извлечения природного газа и сопутствующих углеводородов из м-ния. Определяют характер и эффективность геотехнологич. воздействия на процесс извлечения.

Характер воздействия может быть пассивным, при к-ром извлечение природного газа происходит только за счет эндогенных (внутр. пластовых) источников энергии, а воздействие сводится к упр-нию рациональным расходом этой энергии и техногенными последствиями. Для такого М. р. используют термин «разработка месторождения природного газа на истощение» (в режиме истощения, без поддержания *пластового давления* и др.).

Другим активным способом воздействия является комплекс методов, использующих помимо эндогенных источников пластовой энергии и экзогенные (внешние), среди к-рых: методы поддержания пластового давления; закачка агентов для физико-химич. воздействия на *пластовые флюиды*; регулируемый отбор *пластовых вод*; виброволновые методы и др.

В связи с созданием новых технич. средств (горизонтальные скважины, массивированные *гидроразрывы пласта*, акустич., термические методы и др.) появляется возможность более активного комплексного воздействия как на внутрипла-

стовые процессы извлечения природного газа, так и на саму природную (геологич.) среду или создание объектов разработки с заданными характеристиками.

Комплекс новых технологий активного воздействия на *эксплуатационные объекты* в совр. горном деле называют геотехнологией.

При разработке (извлечении газовой фазы пластовой углеводородной системы) газоконденсатного м-ния без поддержания пластового давления происходит его падение. В этом случае из газовой фазы в пласте выпадает жидкая углеводородная фаза – т. н. ретроградный конденсат. Жидкая фаза содержит тяжелые углеводороды C_5H_{12} + высш (конденсат) и частично растворенные в них более легкие углеводороды (этан, пропан-бутаны). Из-за малой насыщенности порового пространства пласта выпавшим конденсатом (менее 20%) он остается практически неподвижным, а его кол-во относят к пластовым потерям конденсата. Только незначительная часть выпавшего в пласте конденсата извлекается из *призабойных зон* скважины, где насыщенность может обеспечить его подвижность.

Пластовые потери конденсата при разработке без поддержания пластового давления (способ разработки на истощение) могут достигать значительных величин (до 60–70%), т. е. *коэффициент извлечения конденсата* от потенциальных его запасов в пласте составит всего 30–40%.

Для повышения степени извлечения конденсата из газоконденсатного м-ния используют разл. способы поддержания пластового давления, при к-рых не допускается его снижение и выпадение в пласте ретроградного конденсата. Эти способы основаны на ресурсосберегающих геотехнологиях, предусматривающих закачку в пласт газообразных и жидких агентов. В качестве газообразных агентов используют: «сухой газ» (*газ сепарации*, из к-рого извлечен конденсат и частично пропан-бутаны); углекислый газ, азот, дымовые газы и др.

В мировой практике наиболее известен способ поддержания давления путем закачки в пласт добытого и отсепарированного «сухого газа» – *сайклинг-процесс*. В России эти способы не применялись. Имеется ряд проектов «сайклинг-процесса» для конденсатных залежей С. Тюменской обл.

Лит.: Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. Л., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999; Вяхирев Р. И. и др., Разработка и эксплуатация газовых месторождений, М., 2002.

Г. А. Зотов.

МЕХАНИЧЕСКАЯ ПРОФИЛЕМЕТРИЯ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

МЕХАНИЧЕСКАЯ СКОРОСТЬ бурения – показатель, характеризующий темп разрушения горн. породы, выраженный

в м проходки за 1 ч работы долота на забое. Определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}$$

где V_M – М. с. бурения, м/ч; H – проходка (за какой-либо период), м; t_M – время бурения, ч.

Интенсивность разрушения горн. пород, характеризующаяся М. с., используется для оценки эффективности внедрения новых долот, *забойных двигателей, режимов бурения*, промысловых жидкостей и т. п.

МИГРАЦИЯ (от лат. migratio – переселение) газа и нефти – любое самостоятельное или в составе другой фазы перемещение органич. подвижных соединений (ОПС) в объеме материнских и коллекторских толщ. В процессе М. выделяют два этапа: первичную М. (эмиграцию) и вторичную (коллекторскую) М.

В классич. виде первичная М. углеводородов имеет место в терригенных и терригенно-карбонатных слабопроницаемых толщах. Формы, движущие силы, масштабы и сопровождающие ее физико-химич. процессы для разл. типов газонефтематеринских пород существенно различаются.

По мере уплотнения глинисто-алевролитовых пород и генерации в них ОПС происходит выжимание флюидов в коллекторские горизонты – зоны трещиноватости в карбонатных породах, пласты песчаников и алевролитов. Чем тоньше пласты – генераторы слабопроницаемых пород и выше содержание в них *органического вещества*, тем масштабнее и активнее происходит первичная М. (газа, битумоидов и др. подвижных веществ). Огромное значение имеет трансформация твердого субстрата (органич. вещества) в жидкое и газообразное состояние, к-рая при повышенных и высоких темп-рах приводит к резкому увеличению флюидальных давлений и микроразрывам сплошности пород, облегчающим эмиграцию и вызывающим снижение порового давления внутри пластов слабопроницаемых пород.

Гл. причинами первичной М. являются выжимание пластовых вод из глинистых толщ под действием гравитационного уплотнения при их погружении и генерация ОПС вследствие увеличивающейся геотемп-ры и уровня интегрального прогрева пород (*катагенеза*). Эти сопряженные в пространстве и времени процессы создают необходимые предпосылки перемещения газов, битумоидов и водорастворенного органич. вещества (вместе с водой) внутри материнских пород. В качестве непосредств. движущей силы эмиграции выступает перепад флюидальных давлений между уплотняющимися малопроницаемыми породами – *покрышками и коллекторами*. В глинах находится *свободная вода* (гравитационная вода в пустотном пространстве), *связанная вода* (адсорбированная на органоминеральной матрице пород) и

кристаллич. вода (в слоистых силикатах группы монтмориллонита и др.). Способностью к перемещению под действием уплотняющего давления и растворению органич. и минеральных веществ обладает только свободная седиментационная вода. Адсорбиров. вода, плотность к-рой от 1,3 до 2 г/см³, по физико-химич. свойствам приближается к твердому состоянию. Трансформация сорбированной и кристаллич. воды в гравитационную происходит под влиянием темп-ры св. 50 °С на глуб. от 1500 до 4000 м и более. Т. н. возрожденная вода обладает повышенной химич. агрессивностью и растворяющей способностью.

В зависимости от литологич. особенностей разреза процесс уплотнения глин может иметь равновесный характер или быть заторможенным (аномальным – неравновесным). Наиболее интенсивное выделение воды из глин наблюдается на малых глубинах (до 600–1000 м) при небольших пластовых темп-рах (до 30–50 °С), когда процессы прото- и мезокатагенетического газо- и особенно битумообразования только начинаются. При дальнейшем погружении интенсивная генерация и последующее тепловое расширение битумоидов и углеводородных газов также может приводить к образованию микро- и макротрещиноватости катагенетич. генезиса и в конечном итоге к эмиграции нефтеподобных веществ в фазообособленной форме без участия свободных поровых вод. Вариации содержания органич. вещества могут приводить к возникновению в зоне «нефтяного окна» больших перепадов флюидального давления на малых расстояниях.

Первичная М. газа происходит на фоне двух сопряженных процессов: уменьшения объема пустотного пространства под действием уплотнения и увеличения объема газа (в пластовых условиях) в ходе термодеструкции органич. вещества. Поэтому ее нельзя рассматривать как фазовую фильтрацию, подчиняющуюся *закону Дарси*. Газ эмигрирует в виде микропузырьков, проталкиваемых вместе с водой, или в виде свободной фазы при повышенном содержании органич. вещества (сплошных струй или ручейков).

Существование в недрах газоконденсатных скоплений, в к-рых средне- и высокомолекулярные жидкие и твердые углеводороды и неуглеводородные вещества находятся в газорастворенном состоянии в кол-ве от долей до 800–1000 г/м³ при соответствующих термобарич. пластовых условиях, свидетельствует о том, что свободная газовая фаза может выступать в качестве эффективного агента первичной М. наиболее легких компонентов битумоидов.

Большинство исследователей рассматривают диффузию как действенный механизм перераспределения концентраций ОПС на микрорасстояниях внутри порово-трещинной системы генерирующих толщ, в частности взаимное насыщение свободных жидкой (водной и битумоидной) и газовой фаз соответственно газо-

образными и жидкими компонентами после их *десорбции* с материнского органич. вещества. Именно диффузия является гл. предпосылкой др. форм и видов массовой эмиграции. Однако ее самостоятельная роль в реальных геологич. условиях в процессе выноса газа и нефти в коллекторские горизонты, по-видимому, невелика.

Эмиграцию газа и нефти из карбонатных и кремнистых материнских пород определяют ряд специфичных условий литификации этих пород: быстрое уплотнение и выжимание воды в стадию *диагенеза* на малых глубинах, когда общая пустотность снижается до 8–10% и при дальнейшем погружении уменьшается крайне медленно; высокая склонность к трещинообразованию, обусловленная естеств. хрупкостью чистых разностей карбонатных и, в меньшей степени, кремнистых пород; многократно повторяющаяся перекристаллизация под давлением с «захлопыванием» ранее образов. седиментационных полостей и возникновением новых эпигенетич. пор и трещин, вследствие чего эмиграция жидких и газообразных компонентов, образованных в результате термич. разрушения органич. вещества, в сообщающуюся коллекторскую систему трещин внутри пластов этих пород и в прилегающие коллекторские горизонты пород другого литологич. состава происходит преим. или исключительно в виде свободной углеводородной фазы.

Формы, масштабы и расстояния первичной М. ОПС контролируются прежде всего кол-вом, степенью концентрации и типом материнского органич. вещества: на всех этапах катагенетич. эволюции материнского органич. вещества из гумусового концентрированного исключительно, а из гумусового и сапропелево-гумусового рассеянного органич. вещества (РОВ) газы выносятся преим. в свободном, а низко- и среднемолекулярные компоненты битумоидов гл. обр. в газорастворенном состоянии.

На начальном этапе эмиграции в условиях протокатагенеза вынос генериров. неуглеводородных газов и метана происходит в водорастворенной и в свободной формах, и преобладание какой-либо одной из них контролируется содержанием органич. вещества и мощностью материнских пластов. В концентрированном (КОВ) и полуконцентрированном (ПКОВ) органич. веществе любой мощности превалирует свободная эмиграция газов; при содержании РОВ менее 0,5% все большая часть газа эмигрирует в водорастворенной форме, в первую очередь, из центр. частей сравнительно мощных глинистых пластов. Из РОВ и ПКОВ сапропелевого и гумусово-сапропелевого типа эмиграция высокомолекулярных нефтеподобных веществ начинается, вероятно, с середины протокатагенеза (ПК₂) преим. в виде эмульсий и взвеси с пластовыми водами и частично в свободном состоянии.

В верх. подзоне ср. зоны эмиграции (показатель отражения витринита R^0 от

0,5 до 1,0%) господствующей становится, по-видимому, свободная углеводородная форма выноса подвижных компонентов из материнских пластов: газовая фаза при существенно гумусовом и нефтяная — при сапропелевом и смешанном органич. веществе. Водорастворенная форма может иметь нек-рое значение для эмиграции углеводородных газов при пониженном содержании гумусового органич. вещества (менее 0,6%) из пластов глин мощностью св. 80–100 м.

В ниж. подзоне ср. зоны эмиграции (R^0 от 1,0 до 2,0%) по мере затухания процесса генерации битумоидов и относительного уменьшения интенсивности газогенерации веществом керогена усиливаются процессы термич. разложения неэмигрировавших и новообразованных битумоидов. В этих условиях резко возрастает вынос нефтеподобных веществ в газорастворенном состоянии из материнских пород даже с сапропелевым ПКОВ.

В апокатагенезе (ниж. зона эмиграции) на больших глубинах в доинверсионных нефтегазоугленосных осадочных басс. действительность гл. механизма эмиграции сухого метанового газа (перепад флюидалых давлений между материнскими и песчано-алевролитовыми породами), вероятно, резко снижается за счет роста флюидалых давлений в последнем до величин, близких к геостатич. давлению. В этих условиях масштабы свободной эмиграции газа могут существенно снизиться и одновременно может повыситься роль диффузии.

Пласты материнских неколлекторских пород являются одновременно генераторами ОПС и покрывками для скоплений углеводородов в коллекторских терригенных и карбонатных горизонтах. Поэтому оптимальная эмиграционно-консервационная мощность пластов глин (аргиллитов) составляет 10–30 м.

Эмиграция ОПС в континентальных и дельтовых угленосных и субугленосных толщах реализуется более полно, чем в морских песчано-глинистых образованиях: коэф. суммарной эмиграции в первых достигает 0,7–0,95 по газу и 0,5–0,8 по жидким углеводородам, а во вторых соответственно 0,3–0,5 и 0,05–0,5. В силу того, что значительная часть балансового органич. вещества угленосных формаций (до 30%) сосредоточена в песчаниках и алевролитах в виде микро- и детритно-рассеянных форм, соответствующая доля генерированных ОПС не проходит стадию эмиграции, а непосредственно после десорбции с материнского органич. вещества поступает в гидродинамич. систему коллекторских толщ. Достаточно полной (до 0,9–0,95) является эмиграция генерированных ОПС из КОВ углистых сланцев небольшой мощности (0,1–10 м, микроуглистая — менее 0,1 м). Во многих случаях позитивную роль для первичной М. газа и нефти играют дизъюнктивные нарушения (особенно сбросы) и зоны дробления пород над глубинными разломами.

В результате первичной М. подвижных компонентов часть их массы в конеч-

ном итоге оказывается в коллекторских горизонтах.

Вторичная М. микро- и макроколичеств газа и нефти в водонасыщенной среде коллекторских толщ (песчаников, алевролитов и преим. трещиноватых карбонатных пород) происходит под воздействием архимедовой силы всплывания. Различают активную (самостоятельное всплывание) и пассивную (в составе др. мигрирующих геофлюидов) формы вторичной М.

Формы и виды перемещений ОПС по коллекторам в значительной степени определяются формами и видами их первичной М. Кроме того, одна форма или вид М. могут частично трансформироваться в другие в связи с изменениями термобарич. условий вмещающей среды.

Многие особенности миграционных перемещений газа и нефти контролируются литологич. строением разреза, в первую очередь, морфологич. особенностями и взаимоотношением разнопроницаемых литологически однородных тел.

Высокая литологич. неоднородность разреза континентальных толщ, благоприятная для эмиграции ОПС, становится гл. тормозом для ширококомасштабной вторичной М., необходимой для формирования крупных и крупнейших м-ний газа и нефти. Господствующим направлением вторичной М. углеводородов в континентальных сероцветных толщах являются субвертикальные перетоки с миним. горизонтальной составляющей (сотни м — первые км). В результате этого до 70–95% потенциальных ресурсов углеводородов континентальных толщ сосредоточены в их кровельных горизонтах или в вышележащих коллекторских породах иного генезиса (напр., в морских известняках) непосредственно под мощными региональными, районными или зональными покрывками.

В результате импульсной эмиграции газа и нефти в свободном состоянии выше- или нижележащее коллекторское пространство в течение сравнительно длительных отрезков геологич. времени (сотни тыс. — десятки млн. лет) из материнских пород выносятся разл. дискретные кол-ва углеводородов. Для начала свободной коллекторской М. за счет активной фильтрации эти углеводороды должны образовать гомогенные массы определенной высоты (мигрантно-способные микроскопления): в определенном поровом объеме вытеснить гравитационную воду и образовать непрерывную фазу, занимающую более 15–40% (для легких и тяжелых нефтей) и 5–15% (для природного газа разл. состава и конденсатосодержания) пористости, когда коэф. фазовой фильтрации отличен от нуля, т. е. пройти стадию первичной концентрации (*аккумуляцию*).

Расчеты для реальных геологич. условий показывают, что критич. высота всплывания жидкой гомогенной массы углеводородов (нефти) не превышает неск. десятков см, а для газа — первые десятки, возможно, единицы см.

Большинство исследователей отдают предпочтение вторичной М. газа и нефти в фазообособленном состоянии в виде струй. Направления и расстояния активной коллекторской миграции углеводородов посредством всплывания контролируются: «напряженностью» структурно-тектонич. поверхностей в кровле и подошве авт. флюидодинамически единых комплексов, разделенных мощными флюидоупорами; наличием дизъюнктивных нарушений в терригенных толщах и трещиноватости в карбонатных, кремнистых и магматич. породах; «плотностью» замкнутых структур, наклонно-поверхностей, разделяющих литологически разные пласты пород; литологич. неоднородностью разреза продуктивных комплексов (мощностью, выдержанностью пластов — коллекторов, литологич. особенностями их граничных поверхностей, изменчивостью флюидопроводящих свойств коллекторских горизонтов и пр.); масштабами и действенностью адсорбционно-хроматографич. эффектов, определяющих потери углеводородов; направлением и скоростью передвижения пластовых вод; геохимич. особенностями минеральной среды на путях миграции.

Горизонтальная составляющая внутрикомплесного перемещения углеводородных струй, как правило, изменяется от единиц до 10–50 км, а вертикальная — от десятков до многих сотен м (в опесчаненных толщах).

По совр. воззрениям, на платформах преобладающей является сублатеральная внутрирезервуарная ближняя М. углеводородов, к-рая контролируется положительными структурами II–III порядков (валы, куполовидные поднятия, локальные структуры), а в пределах структур — литологическими особенностями разреза.

На этапах катагенеза $МК_3$ – $АК_1$ на фоне затухания процессов латеральной М. геофлюидов осн. направлением М. вновь генерированных углеводородных газов и *ремиграции* углеводородов из скоплений в плотных низкопроницаемых коллекторах становятся вертикальные перетоки по разломам и зонам дробления, к-рые контролируются дренируемым объемом пород.

Наиболее благоприятные условия для вторичной латеральной М. существуют в песчано-глинистых толщах морского генезиса со ср. глинистостью разреза (40–60%), повыш. коэф.фициентами аккумуляционной песчанности и коррелируемости коллекторских горизонтов, а для вертикальной М. газа благоприятны опесчаненные разрезы обычно континентального генезиса с пониженной глинистостью (менее 30%).

Самая дальняя латеральная М., по-видимому, происходит по поверхностям несогласий, разделяющих породы с резко разл. фильтрационными свойствами, а также на региональных окраинных моноклиналиях.

Процессы генерации и эмиграции углеводородов, а также сопряженные с ними процессы первичной аккумуляции и вто-

ричной М. в осадочных сероцветных толщах происходят на всей площади их распространения непрерывно-импульсно, в течение всего периода эволюции материнских и коллекторских пород начиная с протокатагенеза.

Полное отсутствие вторичной М. углеводородов наблюдается в линзах и участках проницаемых пород, погруженных в толщину слабо- и непроницаемых отложений (напр., ачимовская толща в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и др.).

Лит.: Тиссо Б., Вельте Д., Образование и распространение нефти (пер. с англ.), М., 1981; Ермаков В. И., Скоробогатов В. А., Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях, М., 1984; Кругликов Н. М., Багдасарян Л. Л., Волков И. А., Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях, Л., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. А. Скоробогатов.

МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ЗАПАСЫ — запасы углеводородов прогнозируемого м-ния, когда надежность проекта проведения поисково-разведочных работ равна риску убытков за счет средств недропользователя. Величина М. д. з. показывает, какие миним. ресурсы при заданных экономич. условиях могут представлять интерес для инвестора. Они определяются только экономич. условиями недропользования, в частности размером обязательных затрат.

МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ — вид наклонно направленного бурения, включающий проходку осн. ствола с последующим забуриванием и проходкой в его нижней части дополнительных стволов (рис.). М.б. применяется с целью повышения эффективности буровых работ при разведке и добыче полезных ископаемых за счет увеличения доли полезной протяженности стволов скважин.

При М.б. вскрытие пластов осуществляется разветвленной скважиной. Извлечение углеводородов производится из одного наиболее близкого к вертикали ствола, а ответвления служат дополнительными дренажными каналами, по к-рым нефть или газ может поступать в осн. ствол из отд. участков ствола, а также из вскрытых стволами высокопродуктивных трещин или линз, остающихся между обычными однозбойными скважинами, не затронутых разработкой.

Многозбойные скважины (МЗС) имеют в ниж. части осн. ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных пологонаклонных или волнообразных стволов, у каждого из к-рых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в 2 раза и более превышает толщину пласта. Форма такой скважины может быть различной: стволы могут ответвляться на разл. высоте от подошвы продуктивного пласта или на разных расстояниях друг от друга и иметь разл. радиусы искривления; оканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально вдоль пласта. Разнообразие геолого-технич. условий, разл. состояние разработки месторождений, условия и

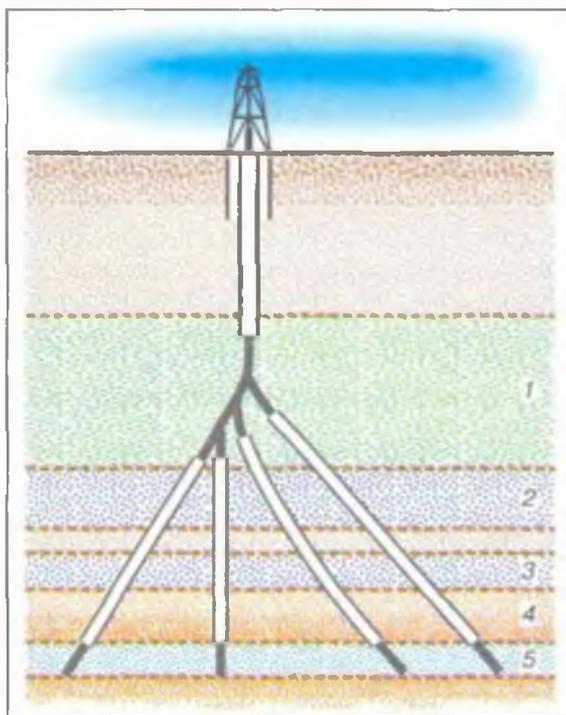


Схема разветвления скважины в сложном геологическом разрезе: 1 — плотные устойчивые породы; 2 и 3 — зоны поглощения и водопроявления; 4 — неустойчивые породы; 5 — продуктивный пласт.

способы эксплуатации требуют применения разл. видов профиля, числа и протяженности стволов МЗС.

Выбор формы разветвления скважины зависит от толщины продуктивного пласта и его литологич. характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от *пластового давления*, режима движения углеводородов в пласте и применяемых мер для поддержания пластового давления. Разработано много форм разветвления и профилей МЗС, отличающихся числом ответвлений, их формой и протяженностью. Опыт их эксплуатации показал, что входы в дополнительные стволы, забуренные в устойчивых участках разреза, сохраняются в течение всей жизни скважины и обеспечивают нужное попадание труб для ремонта или эксплуатации. В случае необходимости дополнительные стволы можно крепить перфорированными хвостовиками с воронками на верх. конце.

При проектировании МЗС осн. задача — получение макс. текущих и накопленных отборов нефти или газа при условии длительного использования стволов при эксплуатации. Скорость и сложность работ по бурению МЗС являются подчиненными факторами, но экономич. соотношения при этом учитываются.

При М.б. профили скважин подразделяются на след. типы: МЗС с горизонтальными и пологонаклонными стволами, пробуренными из осн. ствола; многоярусные скважины; радиальные скважины, в к-рых из одного горизонтального ствола бурится система радиальных стволов.

А. Г. Калинин.

МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫЕ ПОРОДЫ (ММП) — породы, к-рые в условиях природного залегания находятся в мерзлом состоянии (т. е. имеют отрицатель-

ную темп-ру и содержат в составе лед) непрерывно (без оттаивания) в течение многих лет.

В мерзлых породах (нелдьдонасыщенных) содержатся твердая (минер. и органич. частицы и лед), жидкая (незамерзшая вода с растворенными в ней веществами) и газообразная (воздух, пары воды и газы разл. происхождения и состава) фазы. В льдонасыщенных грунтах газообразная фаза отсутствует. Соотношение фаз зависит от внеш. воздействий — давления и темп-ры. Содержание незамерзшей воды резко уменьшается с понижением темп-ры и возрастает с увеличением дисперсности (уд. поверхности) грунта. Лед содержится в виде цемента и ледяных включений (шлиров) разл. размеров и генезиса.

Интервал залегания ММП входит в интервал криолитозоны (верх. слоя земной коры с отрицательной темп-рой почв и горн. пород и наличием или возможностью существования подземных льдов) и никогда не выходит за ее пределы. В приполярных р-нах, где среднегодовые темп-ры воздуха ниже 0°C , распространена т. н. субэаральная криолитозона, мощность к-рой достигает 1500 м, а мощность толщ ММП 800–900 м (Вост. Сибирь). Строение субэаральной К. и ее мощность определяются временем начала промерзания, геологич. строением, рельефом, гидрогеологич. обстановкой, совр. географич. положением территории и климатом, тепловым балансом поверхности, а также историей развития в четвертичное время, в т. ч. колебаниями климата, оледенениями, трансгрессиями и регрессиями моря, новейшей тектоникой и др. В полярных морях, где темп-ра придонного слоя воды ниже 0°C , возможно формирование субаквальной криолитозоны в виде охлажденных ниже 0°C пород. В этих морях (в шельфовой области) также возможно существование мощных слоев субаквальных реликтовых ММП, оставшихся после морской трансгрессии в этой области. На терр. крупнейших газоконденсатных м-ний Зап. Сибири (Уренгойское месторождение, Ямбургское месторождение, Заполярное месторождение) мощность криолитозоны 320–550 м, из них до 80% мощности составляют ММП.

ММП чувствительны к разл. рода техногенным воздействиям. Стр-во скважин, зданий и линейных сооружений в районах распространения криолитозоны должно сопровождаться детальными геокриологич. исследованиями и прогнозом поведения мерзлых пород при том или ином виде техногенной нагрузки (механич., тепловой, химич.). В противном случае можно ожидать сильных деформаций сооружений и в результате морозного пучения, оттаивания или размыва контактирующих с ними мерзлых пород.

Льдонасыщенные, низкопроницаемые горизонты криолитозоны являются локальным газопором, однако в целом криолитозону нельзя рассматривать как региональную покрывку для природного газа. Как показывают исследования га-

зопроявлений из скважин, вскрывающих разрез криолитозоны, мерзлые породы могут аккумулировать природный газ и в них может происходить формирование *газовых гидратов*, особенно при одностороннем многолетнем промерзании разреза. В любом случае в криолитозоне присутствуют горизонты, содержащие газовые и газогидратные скопления. Порой *дебиты* газа из внутримерзлотных газовых скоплений приближаются к пром. величинам, но часто эти газопроявления характеризуются быстро уменьшающимся дебитом, что свидетельствует о небольших размерах вскрытых внутримерзлотных газовых и газогидратных карманов. В то же время, газопроявления из криолитозоны распространены повсеместно на терр. газоконденсатных м-ний Зап. Сибири. При этом газ (метан) в этих газопроявлениях образуется на месте биохимич. путем за счет действия метанообразующих бактерий и в большинстве случаев не связан с нижележащими продуктивными горизонтами верх. мела. Газопроявления порой носят интенсивный характер и приводят к аварийным ситуациям на бурящихся скважинах. Ресурсы газа в ММП детально не исследовались, но, по предварительным оценкам, на территории России составляют не менее 10 трлн. м³.

Наличие на суше достаточно мощной криолитозоны создает необходимые условия для формирования зоны стабильности газовых гидратов, т.е. термодинамич. зоны, где газ при контакте с водой входит в кристаллич. каркас молекулы воды с образованием газогидратов. При этом концентрация газа 1 м³ гидрата доходит до 160 м³. Ресурсы природного газа в газогидратах не изучены, газовые гидраты и газосодержащие ММП отнесены к т.н. *нетрадиционным источникам* природного газа. В. С. Якушев.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ АБСОРБЕР, см. в ст. *Многофункциональный аппарат*.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ АППАРАТ (МФА) подготовки газа – аппарат промышленной подготовки газа, сочетающий в себе устройства для реализации нескольких технологич. процессов (сепарации, абсорбции газа). К ним относятся многофункциональные абсорберы и агрегаты 3-ступенчатой сепарации.

Многофункциональный абсорбер совмещает в себе секции предварительной сепарации газа, массообмена, коагуляции и каплеулавливания насыщенного абсорбента (*гликоля*). Конструкция МФА, используемого на *Уренгойском месторождении*, приведена на рис. 1. В 1-й по ходу газа секции предварительной сепарации (3) размещена сепарационная тарелка с прямооточными центробежными элементами, используемыми также в составе *газовых сепараторов*. Массообменная секция (4) содержит неск. контактных ступеней, каждая из к-рых включает ситчатую контактную и сепарационную тарелки. Секция коагуляции (5) содержит цилиндрич. фильтр-коагулирующие патроны

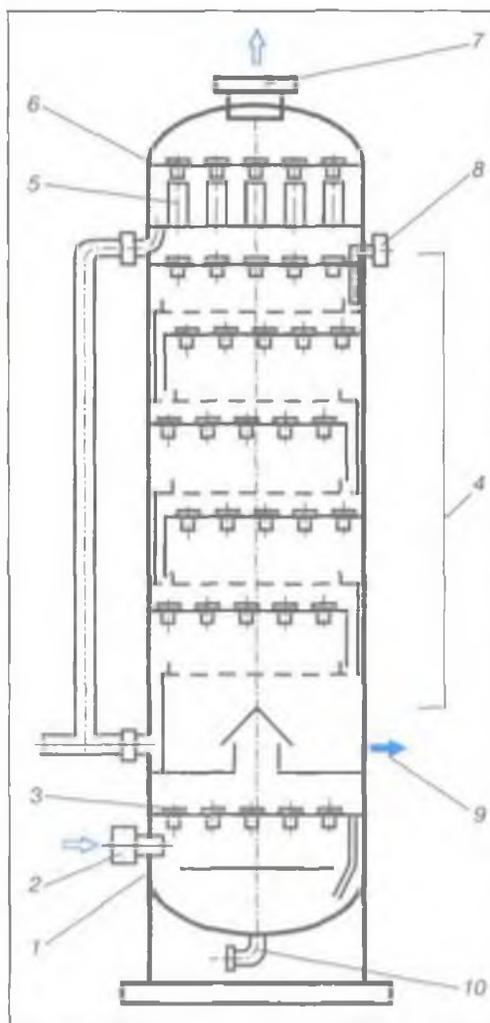


Рис. 1. Многофункциональный абсорбер: 1 – корпус; 2 – патрубок входа сырого газа; 3 – секция предварительной сепарации; 4 – массообменная ступень; 5 – секция коагуляции; 6 – секция концевой сепарации; 7 – выход осушенного газа; 8 – вход регенерированного гликоля; 9 – выход гликоля на регенерацию; 10 – дренаж жидкости.

дрич. фильтр-коагулирующие патроны из волокнистого материала либо ситчатый коагулятор. В составе массообменных ступеней и секции концевой сепарации (6) используются прямооточные центробежные сепарационные и сепарационно-контактные элементы с рециркуляцией газа.

В процессе работы МФА осуществляются дренаж жидкости (гл. обр. водометанольного раствора) из секции предварительной сепарации, противоточное орошение газа регенерированным гликолем и внутри. рециркуляция абсорбента в пределах каждой контактной ступени с сепарационной на ситчатую тарелку. Пропускная способность МФА 5–10 млн. м³/сут при давлении 4–6 МПа и темп-ре газа 10–20 °С, концентрации регенериров. гликоля 98–99%, насыщенного гликоля 96–97%. Для этих условий диаметры МФА 1,2–1,9 м при высоте аппаратов до 16 м. Концевые потери гликоля зависят от технологич. характеристик сепарационных и массообменных ступеней МФА. Оптимальные конструкции его характеризуются концевым уносом гликоля 3–12 г на

1000 м³ газа, приведенного к *стандартным условиям*.

На условия промышленной подготовки газа из валанжинских отложений Уренгойского м-ния способом *низкотемпературной сепарации* разработан агрегат трехступенчатой сепарации (рис. 2) производительностью 5 млн. м³/сут, включающий два первичных и низкотемпературный сепараторы. В верх. части корпуса диам. 1,6 м располагается первичный жалюзийный сепаратор (1) с емкостью для грубого разделения жидкости на углеводородный конденсат и воду и прямооточный центробежный сепаратор (2) с рециркуляцией потока. В ниж. корпусе диам. 2,2 м смонтирован низкотемпературный сепаратор (3) окончательной очистки газа, выполненный на базе ситчатого коагулятора жидкости и ситчатой сепарационной насадки, позднее замененной прямооточными центробежными сепарационными элементами.

Многофункциональное исполнение технологич. оборудования более чем в 2 раза улучшает его массогабаритные характе-

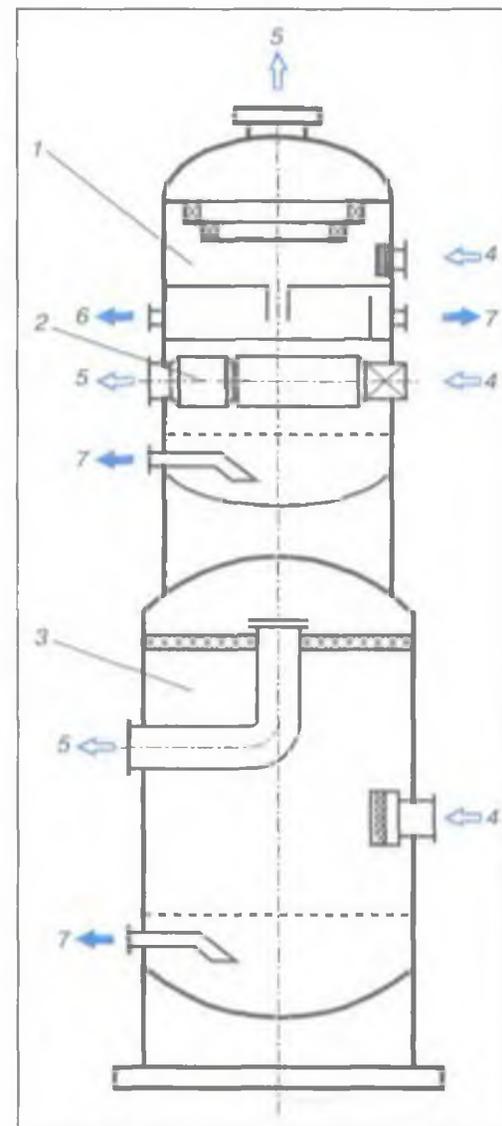


Рис. 2. Агрегат трехступенчатой сепарации: 1 – жалюзийный сепаратор; 2 – прямооточный центробежный сепаратор; 3 – низкотемпературный сепаратор с ситчатой насадкой; 4 – вход газа; 5 – выход газа; 6 – выход воды; 7 – выход конденсата.

ристки, что особенно важно для *установок комплексной подготовки газа* в условиях северных м-ний.

Совершенствование МФА проводится в направлении повышения технологич. эффективности, улучшения условий их обслуживания и ремонта.

Лит.: Ланчаков Г. А., Опыт эксплуатации и модернизации сепарационного и абсорбционного оборудования на объектах добычи газа северных месторождений, в сб.: Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера, М., 1995.

Л. М. Курбатов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ – один из осн. методов исследования объектов разработки на их аналогах (моделях) с целью определения или уточнения характеристик действующих или вновь проектируемых объектов. Это моделирование разл. фильтрационных, физико-химич., геомеханич. и *геотехнологических процессов*, происходящих в газовых м-ниях при их разработке.

По характеру выделяют материальные (предметные, в т. ч. физич. и аналоговые) и идеальные (в т. ч. математич.) модели.

Физические модели – лабораторные модели, предназначенные для экспериментального исследования на микроуровне разл. процессов в образцах пористой среды (*керна*, искусств. модели) или в разл. пластовых смесях (*фазовые переходы* на бомбе РVT и др.). Эти модели широко используются в физике газового пласта. Ранее физич. модели широко использовались для исследований *притока газа* и жидкости к разл. моделям газовых скважин в искусств. пористых пластах. Теперь такие модели используются при исследовании механич. свойств горн. пород и устойчивости горн. выработок (*геомеханика*).

Аналоговые модели – физич. модели фильтрационных процессов, осн. на их аналогии с др. физич. явлениями (течение электрич. тока, диффузия, перенос теплоты и др.). Ранее широкое распространение получили аналоговые модели: электрич. (электронинтеграторы – сеточные электрич. модели), электролитич., потенциометрич., гидравлич. (гидроинтеграторы) и др. Эти модели в свое время сыграли исключительно важную роль в изучении сложных фильтрационных течений, в т. ч. притока к скважине. Во ВНИИгазе были созданы постоянно действующие электрич. модели крупнейших газовых м-ний, на к-рых были установлены оптимальные системы их разработки. Впоследствии в связи со значительным прогрессом в создании вычислительной техники предпочтение было отдано методам математич. компьютерного моделирования.

Математические модели (ММ) – это системы математич. уравнений, к-рые описывают изучаемый физич. процесс и построены с использованием гипотез, схем формализации и упрощений, осн. на экспериментальных исследованиях (физич. и аналоговое моделирование) и

необходимых с инж. т. зр. для того, чтобы сделать задачу разрешимой. Различают аналитич. и численные ММ.

Аналитич. ММ – аналитич. решения дифференциальных уравнений стационарной и нестационарной фильтрации газа для простейших случаев геометрии фильтрационных полей (1-мерные – приток к скважине, 2-мерные и др.). Эти модели играют важную роль для интерпретации результатов исследования скважин и построения более сложных ММ.

Наиболее распространены аналитич. ММ притока газа к скважине в виде *формулы стационарного притока* и *формулы нестационарного притока* к разл. по конструкции забоя скважинам (вертикальные, горизонтальные, открытые, перфорированные и пр.).

Численная ММ основана на замене дифференциальных уравнений фильтрации конечно-разностными алгебраич. уравнениями и построении численного алгоритма их решения. Численные ММ созданы для широкого класса прямых и обратных задач подземной газогидродинамики: нульмерные (ср. скважина), 1-мерные (приток к единичным скважинам и кустам скважин); 2-мерные (плоские для моделей пластов с эффективной газонасыщенной толщиной, профильные); 3-мерные (для объемных моделей объектов); однофазные (газ); многофазные, многокомпонентные (газожидкостные смеси, газоконденсатные смеси и др.).

Компьютерная модель пластовой системы – это система компьютерных программ, предназначенная для решения уравнений численных ММ.

Имитационное моделирование – совр. передовой уровень системного компьютерного моделирования. Включает: формулировку цели компьютерного моделирования; системное обследование объекта моделирования (ОМ) – сбор и анализ исходных данных; построение модели ОМ (проектируемой или исследуемой системы) на естеств. языке с учетом разл. гипотез ее природного формирования (геологич., физико-химич., гидрогеологич. и др.); формализов. системное описание модели; математич. эксперимент на модели для прогноза поведения ОМ в разл. условиях (генерация вариантов модели); выбор наиболее пригодного варианта модели, его оптимизация и обоснование выбора; интерпретация модели (перенесение полученных на модели технологич. знаний на конкретный ОМ); формулировка конкретных рекомендаций (обработка результатов математич. эксперимента). Для организации эффективного диалога человек – машина (диалоговые системы) используются совр. технич. (технич. сервис ввода информации и выдача результатов) и программные (специализиров. алгоритмич. языки имитационного моделирования) средства. Спец. блоки (пакеты) программ обеспечивают адаптацию моделей на основе постоянно поступающей с ОМ геотехнологич. и др. информации.

Имитационное моделирование широко используется в практике проектирования

и *анализа разработки* м-ний природного газа на основе построения для каждого м-ния постоянно действующей газотехнологической модели.

Новым направлением в ММ является технология компьютерного моделирования в виртуальной реальности (ВР-технология), опытные образцы к-рой созданы в США и к-рые комбинируют определение пластовых характеристик и моделирование в реальном времени с 3-мерной визуализацией. ВР-технология способствует объединению экспертиз геологов, геофизиков и технологов-проектировщиков при проектировании и анализе разработки м-ний за счет спец. устройства ввода.

Лит.: Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

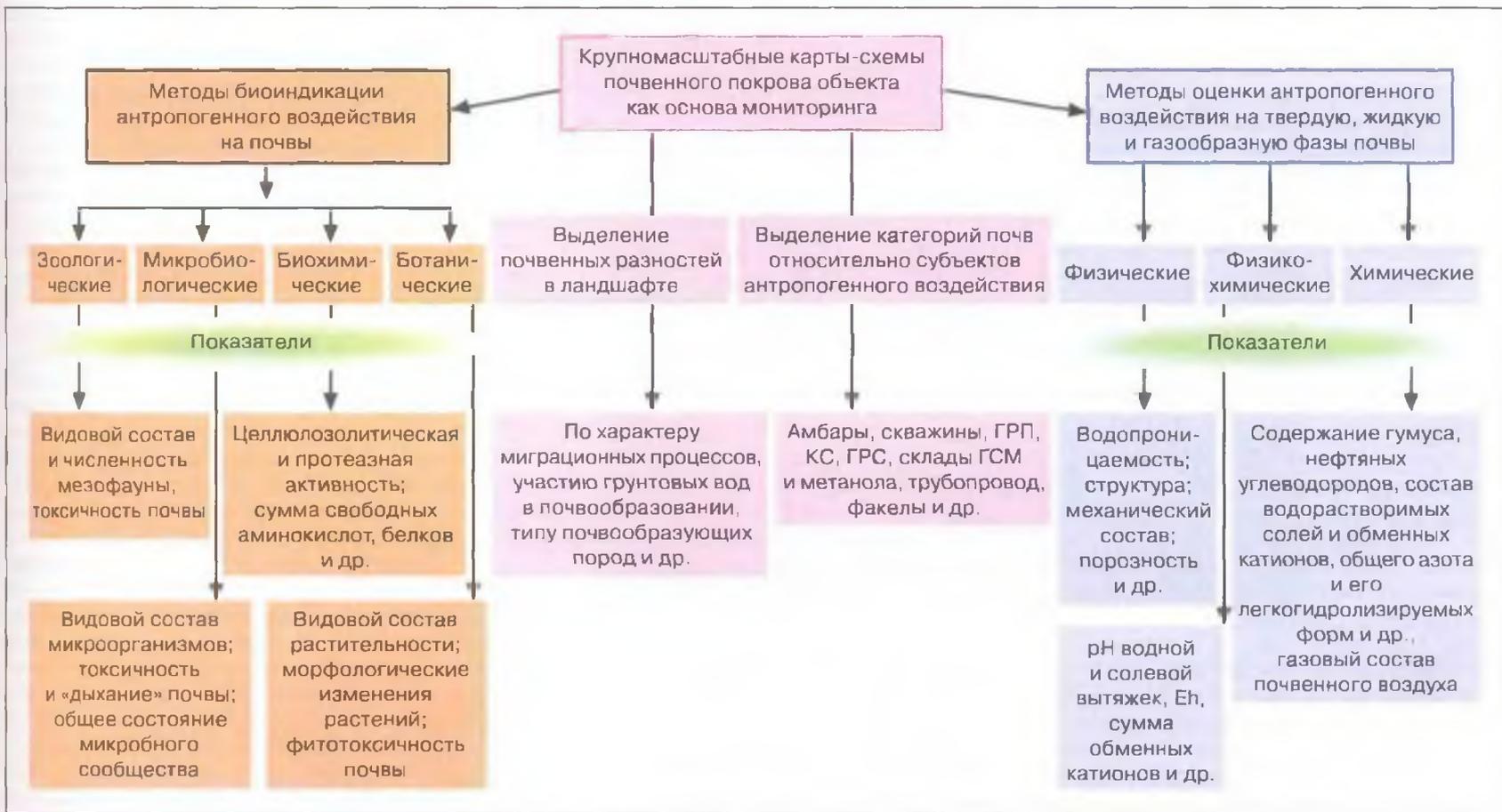
Г. А. Зотов.

МОНИТОРИНГ ПОЧВ – контроль состояния почв. Является важнейшей составной частью *производственного экологического мониторинга* на пром. объектах.

Почвой наз. особое естественно-историч. тело на поверхности суши, возникшее в процессе длительного эволюционного развития биосферы Земли. Состоит из живых организмов, воды, воздуха, дисперсной органоминеральной массы, структурированной по своим законам. Почва – продукт взаимодействия факторов почвообразования: горн. породы, растительности и животных, рельефа поверхности суши, климата, возраста страны и хозяйств. деятельности человека. Почва – гл. компонент и основа обеспечения функционирования всех наземных экосистем. Она является одним из главных нац. богатств, невосновимым и незаменимым стратегич. природным ресурсом.

Для прогнозирования последствий загрязнения почв, подвергаемых *антропогенному воздействию*, и своеврем. выполнения почвозащитных мероприятий необходима организация *почвенного экологического мониторинга*. Осн. задачи М. п.: выявление загрязненных почв и определение причин их загрязнения и (или) механич. нарушения; оценка экологич. последствий загрязнения; контроль за восстановлением нарушенных почв; разработка рекомендаций по *рекультивации земель*. Рис. иллюстрирует осн. задачи М. п. на объектах нефтегазового комплекса. В зависимости от специфики обследуемого пром. объекта, вида его воздействия, климатич. условий, типа почв определяются схема отбора почв, набор контролируемых показателей и методы анализа.

При экологич. контроле почвы определяют: степень загрязнения химич. веществами; показатели деградации почвенных свойств, влияющих на плодородие (при передаче в с.-х. использование земель, временно изъятых предприятиями для проведения строительных и буровых работ); показатели состояния почвенной биоты (комплекса живых организмов, обитающих на данной территории) и растений.



Основные задачи мониторинга почв на объектах нефтегазового комплекса

Для оценки состояния почв используют след. комплексную систему показателей: химич. состояния – емкость поглощения, состав обменных катионов, степень засоления, валовые содержания элементов, активность ионов в жидкой фазе почвы, содержание органич. вещества, групповой и фракционный состав гумуса, соотношение содержания гуминовых и фульвокислот в гумусе почв, окислительно-восстановительный потенциал (Eh); физич. состояния – водопроницаемость, влажность, влагоемкость (предельная полевая и полевая), влажность завядания, гранулометрич. и агрегатный составы, водопрочность и пористость агрегатов, плотность, порозность (общий объем всех пустот), набухание, темп-ра, электропроводность, намагниченность; биологич. состояния – «дыхание» почвы, скорость разложения целлюлозы, ферментативная активность, численность и видовое разнообразие микроорганизмов, гено- и фитотоксичность; механич. воздействия – мощность гумусового горизонта, наличие погребенных горизонтов; степень загрязнения углеводородами (содержание, фракционный состав).

При контроле загрязнения почвы в качестве осн. показателей выступают: содержание химич. веществ в почве и загрязняющих веществ в смежных природных средах; показатели санитарного состояния почвы (бактериологич., гельминтологич., энтомологич.). В качестве дополнительных показателей могут использоваться результаты биотестирования. Кроме того, обязательным при контроле почвы санитарно-защитной зоны предприятия независимо от его профиля

является определение pH почвы и содержания в ней канцерогенных и радиоактивных веществ, а из санитарно-бактериологич. показателей – определение бактерий группы кишечной палочки и титра *Clostridium perfringens*.

Ряд загрязняющих почву химич. веществ подлежит определению только при наличии известного источника загрязнения: аммонийный и нитратный азот, хлориды, пестициды, тяжелые металлы в валовых и подвижных формах, нефть и нефтепродукты, фенолы летучие, сернистые соединения, детергенты (моющие средства), мышьяк, цианиды, полихлоридные бифенилы.

На территории нефтепромыслов в качестве диагностич. показателей используются: морфологич. строение почвенного профиля; содержание нефтепродуктов в почве и грунтовых водах; ферментативная активность почвы; содержание в почве сопутствующих загрязнителей (минер. солей, тяжелых металлов, канцерогенных веществ).

Контроль загрязнения почв санитарно-защитной зоны любого предприятия должен проводиться на основании данных о предельно допустимых выбросах и предельно допустимых сбросах.

Наличие в почве токсичных веществ может быть установлено косвенно по их влиянию на биологич. объекты.

При контроле загрязнения почвы в центре внимания находится проточность геосистемы – механизм выноса чужеродных веществ в ходе нормального функционирования. Чем большей проточностью обладает почва, тем более вероятно распространение загрязнения в

ландшафте. С др. стороны, проточность является условием устойчивости почвы к химич. загрязнению, т. е. ее способность к самоочищению от продуктов техногенеза, к-рое может реализоваться через вынос химич. веществ и биохимич. разложение загрязнителя.

Подвижность загрязняющих веществ в почве зависит от свойств почвы и ее отд. горизонтов, расположения почвы в ландшафте. Поэтому контроль за загрязнением почвы не может существовать отдельно от общего почвенно-экологич. контроля, предполагающего определение разл. свойств почвы, через к-рые реализуется ее устойчивость.

Экологический контроль состояния почвы в условиях техногенного воздействия направлен на выявление вызываемых этим воздействием изменений в почвенно-биологич. процессах.

Осн. показатель состояния почвы – биопродуктивность (качество и кол-во вновь создаваемого живого вещества). В разных биоклиматич. зонах для нормального функционирования почвенных экосистем характерны определенные размеры биологич. продуктивности, и деградация техногенно-измененных почв может быть выявлена путем их сравнения с фоновыми по этому показателю. Экспертно рекомендуется принять для территории экологич. бедствия снижение урожайности более чем на 75%, для территории чрезвычайной экологич. ситуации – на 50–75%.

Для выявления причин снижения биопродуктивности почв привлекают широкий круг разл. показателей, призванных дать общую характеристику экологич.

состояния почвы вне зависимости от ее использования. С определенной условностью все показатели можно разделить на описывающие состояние почвы в момент контроля и отражающие скорость накопления почвенных свойств (скорость и направленность почвообразовательного процесса).

Из фактологич. показателей (различные физич., химич. свойства почвы и ее биологич. активность) наиболее употребимы в качестве показателей свойства почвы: рН, Eh, содержание органич. вещества, легкорастворимых солей, обменного натрия, «дыхание» почвы и ее фитотоксичность. К прогностич. показателям отнесены скорости уменьшения содержания гумуса, трансформации органич. вещества, загрязнения почвы.

Кроме комплексных систем показателей состояния почвы существуют показатели, применимые только для региональных почв. Напр., мощность и запасы подстилки — важное свойство лесных почв, а наличие льда в почвенной толще — показатель состояния почв мерзлотных регионов. Существуют также показатели для определенных видов воздействия на почвы. Так, окислительно-восстановительный, водный режимы почвы и запасы реакционно-способных веществ регулируют устойчивость почв к подкислению под действием кислотных дождей, а структура почвы является показателем устойчивости при водной и ветровой эрозии.

Осп. показатели контроля в различных биоклиматич. зонах (на примере района размещения *подземного хранилища газа*): для почв таежно-лесной зоны — фитомасса (для агроценозов), содержание загрязняющих веществ (мг/кг, слой 0–20 см), мощность органогенного горизонта (см) и абiotич. паноса (см), содержание гумуса, плотность почвы ненарушенного сложения (г/см^3); для почв степной зоны — фитомасса (для агроценозов), содержание гумуса (органич. углерод в % для слоя 0–20 см в почвах рекультивиров. амбаров), мощность органогенного горизонта и абiotич. паноса (см), содержание обменного натрия в почвенном поглощающем комплексе (% от емкости катионного обмена, слой 0–20 см), содержание легкорастворимых солей (%), слой 0–20 см), плотность почвы ненарушенного сложения (г/см^3).

К числу дополнительных показателей относятся: уровень залегания грунтовых вод (м); рН почвы (in situ на глубине 10 см); Eh; фитотоксичность (для почв рекультивиров. амбаров); интенсивность выделения углекислоты почвой — потенциальное «дыхание» почвы ($\text{мкг CO}_2/\text{г}\cdot\text{ч}$), определяемое в лабораторных условиях; содержание подвижного фосфора.

Экспресс-показателем масштабов загрязнения почв является биотестирование, позволяющее интегрально оценить ее состояние как среды обитания живых организмов. Наиболее употребляемым тестом при контроле состояния почвы является ее фитотоксичность, зависящая от суммарного загрязнения почвы (включая

почвоутомление), содержания фитопатогенных и токсичных микроорганизмов. Кроме фитотоксичности, следует выделить генотоксичность почвы — тест структурно-функционального состояния генетич. аппарата почвенной биоты, включая микроорганизмы, растительность и почвенную фауну.

Т.к. почва накапливает ксенобиотики и их метаболиты в большей степени, чем все остальные природные среды, при их совместном действии мутагенный эффект может усиливаться. Часть загрязнителей может аккумулироваться в тканях организмов, передаваться по пищевым цепям и многократно концентрироваться. После метаболит. активации в высш. организмах они превращаются в мутагены (т.е. вызывают наследственные изменения). Поэтому генотоксичность — перспективный показатель, т.к. отражает воздействие всего спектра мутагенов.

Поступление ферментов в почву определяется численностью и физиологич. состоянием почвенных организмов, а активность иммобилизованных в почве ферментов — экологич. условиями. Диагностич. показатель восстановления нарушенных и загрязненных земель — активность дегидрогеназ (ферментов, катализирующих отщепление водорода от органич. веществ), что коррелирует с др. ферментами «дыхания» почвы, ее плодородие. При нефтяном загрязнении почвы в качестве биотеста ее самоочищения рекомендуется использовать активность гидролитич. ферментов (фосфатазы и уреазы). Для полноценного использования этого биотеста необходимо учесть природную изменчивость ферментативной активности. Оценочные шкалы предлагают градации интенсивности «дыхания» почвы и ее ферментативной активности независимо от вида воздействия на почву. Шкалы для оценки по комплексным показателям биологич. активности почвы, загрязненной нефтью, включают видовой состав микробного сообщества, интенсивность разложения крахмала и нефти и др.

Интегральным показателем биологической активности, в т.ч. и ферментативной (биохимич.), является «дыхание» почвы (выделение почвой CO_2 в ед. времени). В разл. экологич. условиях интенсивность потенциального «дыхания» почвы зависит от наличия в ней легкодоступного органич. вещества, численности и активности микроорганизмов, гидро-термич. условий, наличия токсикантов, времени отбора проб.

В связи с тем что загрязнение почв, как правило, проявляется локально и территориально связано с технологич. оборудованием, выбор режимных пунктов почвенно-экологич. контроля на этих объектах не сложен. Схемы отбора проб вблизи большинства источников загрязнения устанавливаются в зависимости от их расположения в рельефе, геохимич. и гидрологич. обстановки, т.к. поллютанты (загрязнители) поступают в почву в жидком виде. Точки отбора проб объединяются в систему профилей, располагающихся в направлении движения поверх-

ностного стока от места разлива до места промежуточной или окончательной аккумуляции. При отсутствии ярко выраженных точечных источников загрязнения и при площадном источнике используют отбор проб по сетке.

При контроле физич. свойств почвы или биологич. активности, а также биопродуктивности почв отбор проб производится с ключевых участков, размер к-рых различен в зависимости от контролируемого параметра.

В целом способы отбора почвенных проб должны отвечать существующим стандартам. Но при контроле общего экологич. состояния, особенно методами биотестирования, могут возникнуть трудности, обусловленные незавершенностью науч. представлений о пространств. взаимосвязи между действующим фактором и интересующим показателем.

В экстремальном случае (напр., аварийный разлив нефти) степень и размеры загрязнения почв предлагается оценивать визуально по состоянию угнетенной растительности. Для детальной характеристики загрязненных почв предлагается разделять территорию на элементарные участки, каждый из к-рых характеризуется объединенной почвенной пробой. Размер участка изменяется в зависимости от экономич. района, эрозионных процессов и характера землепользования, уровня применения фосфорных удобрений для сельхозугодий. Затем отбирают 20–40 точечных проб через равные интервалы для составления объединенной пробы. Площади таких участков устанавливаются от 0,5 до 5 га в зависимости от категории сложности территории.

Объединенная проба в случае контроля загрязнения нефтью, нефтепродуктами, тяжелыми металлами, легко мигрирующими веществами составляет не менее 5 точечных проб, отобранных на площадке не менее 10×10 м на каждые 0,5–20 га территории с учетом однородности почвенного и растительного покрова, характера использования территории. Отбор ведется методом конверта, по диагонали или др. способом, обеспечивающим отбор типичной для генетич. горизонтов либо слоев пробы почвы.

Методы учета пространств. изменчивости показателей состояния почвенного покрова сводятся к нейтрализации влияния неоднородности на получаемые результаты в целях обеспечения достаточной точности при статистич. обработке данных. При выраженной комплексности почвенного покрова неизбежное снижение точности измерения за счет неучета закономерностей изменчивости не позволяет точно охарактеризовать существующие эффекты, проявляющиеся при сравнении разл. элементарных участков между собой. Такая ситуация может быть вполне типичной в случаях, когда воздействие загрязнителя происходит в течение достаточно продолжительного времени, но не столь велико, чтобы обусловить проявление сильной степени деградации почвы. Вследствие этого невозможно установить однозначную связь между дей-

ствующим фактором и отзывчивостью почвы на приложенное воздействие. В этом случае выбирают наиболее чувствительные к уровню воздействия показатели (напр., при использовании данных по состоянию растительности более информативным может оказаться индекс листовой поверхности – соотношение между вегетативными и генеративными органами), а также выявляют участки, где по разным причинам буферность почвы к данному виду воздействия наименьшая и, следовательно, ожидается проявление наибольшей скорости процессов деградации. Пространств. усреднение при получении объединенной пробы не может дать ответа на интересующие исследователя вопросы. Более того, установление статистич. значимости разницы между ср. значениями показателя по сравниваемым участкам возможно в случае пространств. независимости значений переменной, что не может быть установлено без учета расстояния, на к-ром проявляется воздействие анализируемого фактора. Другим осложняющим обстоятельством часто является высокая стоимость аналитич. исследований по наиболее информативным показателям.

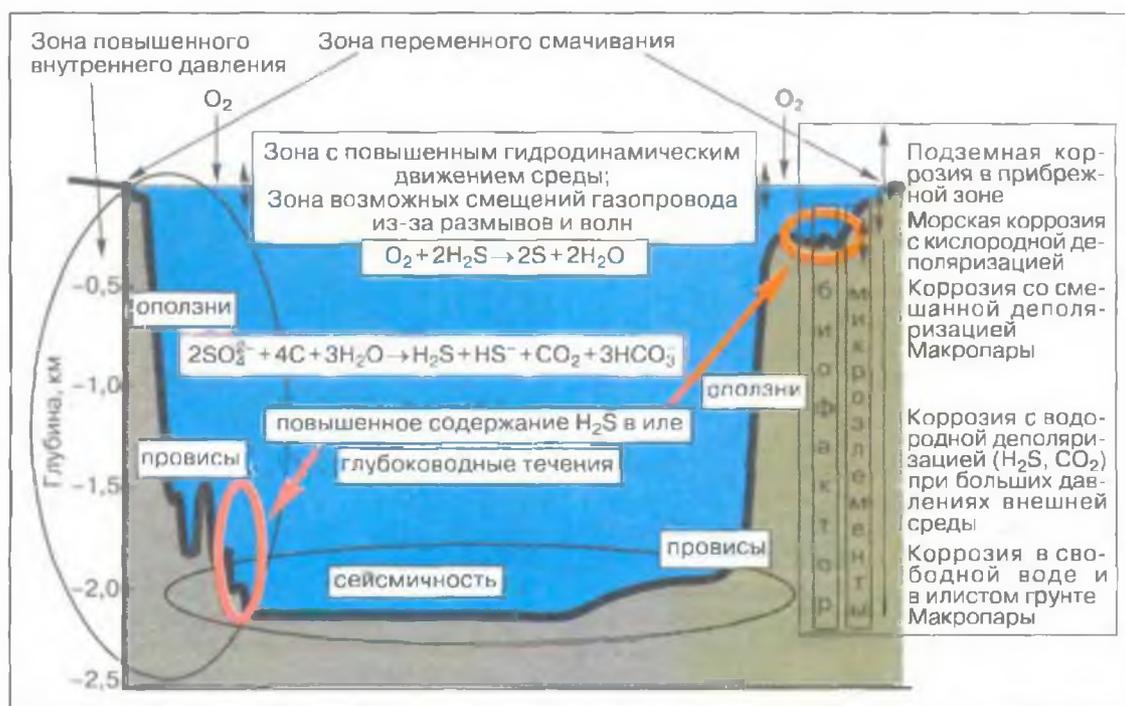
Иной подход предполагает выявление конкретных факторов почвообразования (естеств. и антропогенных), к-рые обуславливают существующую структуру почвенного покрова, воспроизводят ее во времени, а также определяют закономерности пространств. варьирования агрохимич. и экологич. показателей.

Л. В. Шарихина.

МОРСКАЯ КОРРОЗИЯ – коррозия металлов в морских условиях. Интерес к этому виду коррозии для газовой отрасли связан с разведкой и разработкой морских газоконденсатных м-ний, расположенных в шельфовой зоне, и транспортом углеводородной продукции через морские акватории. М.к. разнообразна по видам проявлений. Для низколегированных сталей, кроме равномерной коррозии со ср. скоростью ок. 0,1–0,15 мм/год, наблюдается образование язв и питтингов, целевая и язвенная коррозия, *коррозионное растрескивание под напряжением* (КРН), *коррозионная усталость*. Степень неравномерности коррозии при питтингообразовании достигает 6–10 раз. Примерами проявления КРН и коррозионной усталости с катастрофич. последствиями являются разрушения крупнотоннажных нефтеналивных танкеров.

В зависимости от условий протекания м.к. различают зону больших и малых глубин; зоны прилива и брызг; атмосферную зону. Практически во всех этих зонах находятся морские платформы. Скорость коррозии в большинстве случаев определяется кинетикой восстановления кислорода.

Коррозия в морской атмосферной зоне характерна для оборудования, расположенного на верх. палубе морских платформ, а также непосредственно на берегу. В этих условиях подверженность металла коррозии зависит от кол-ва частиц соли, относительной влажности и непо-



Изменение условий и характера коррозионных процессов по трассе газопровода Россия-Турция.

средственно влаги (дождь, туман и т. п.), оседающих на поверхность. Как правило, в юж. широтах скорость коррозии больше, чем в северных. С удалением от берега в сторону суши скорость коррозии падает.

В зоне брызг поверхность металла всегда влажная, доступ кислорода к ней облегчен. Поэтому для низколегированных сталей условия коррозии в этой зоне наиболее агрессивны.

В зоне прилива условия коррозии характеризуются хорошим доступом кислорода к поверхности конструкции. Если конструкция целиком находится в этой зоне, то скорость коррозии будет достаточно большой. Если зоной прилива охватывается только часть конструкции, то ее поверхность может служить катодом и быть защищенной за счет повышенной коррозии остальной поверхности.

Отличия в интенсивности коррозионных процессов в приповерхностных слоях воды, а также ок. берега и на больших глубинах связаны с содержанием кислорода и др. газов, к-рое зависит от разл. факторов, включая темп-ру и скорость перемешивания воды. Более высокое содержание кислорода при прочих равных условиях вызывает большую скорость коррозии в случае, если не работает гальванич. пары аэрации. Возникновение таких пар особенно характерно на границе вода – ил. Пластина металла, частично погруженная в ил, сильнее корродирует на погруженной стороне.

Для всех зон, кроме зоны брызг, вероятны биообрастания (обрастание морскими организмами). Они могут оказывать двоякое действие на скорость коррозии: снижать – в качестве барьера для проникновения агрессивных компонентов и отвода продуктов коррозии, увеличивать – создавая, в частности, щелевой эффект.

Специфической особенностью коррозии в иле и близлежащих слоях воды мо-

жет оказаться воздействие сероводорода, образующегося в результате деятельности сульфатовосстанавливающих бактерий и вызывающего *сероводородную коррозию* и *сульфидное растрескивание*. Особое значение такая коррозия приобретает в закрытых (или частично закрытых) водоемах (напр., Черное и Балтийское моря). Поэтому на газопроводе, проложенном по акватории этих морей (в частности, на газопроводе Россия – Турция), могут наблюдаться все перечисленные виды коррозионных проявлений. Зоны трассы этого газопровода, отличающиеся по характеру коррозионных процессов, показаны на рис.

Лит.: Морская коррозия (пер. с англ.), М., 1983; Куделин Ю. И., Антонов В. Г., Вопросы коррозии и защиты морских сооружений, в сб.: Эффективная защита от коррозии магистральных газопроводов, газовых промыслов, перерабатывающих заводов и других объектов ОАО «Газпром» на период до 2005 года, М., 2001.

Ю. И. Куделин

МОРСКАЯ РАЗВЭДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ нефти и газа – комплекс геологич. работ по изучению, геолого-экономич. оценке и подготовке к пром. освоению ресурсов нефти и газа в акваториях морей и океанов. Ресурсы представлены в виде м-ний флюидов (нефти и газа) в глубоких слоях континентальной и океанич. земной коры. По расположению эти м-ния делятся на м-ния прибрежных зон и ближнего и дальнего шельфа.

В прибрежных зонах разведуются м-ния, перспективные залежи к-рых уходят с суши под морское дно. Разведка осуществляется преим. путем проходки кустов наклонных скважин, ориентированных в сторону моря. Разведочные скважины проходят с берега, с насыпных дамб и искусственных островов. Проходка скважин под морским дном осуществляется с принятием мер предосторожности против их затопления в случае прорыва морских вод.

Разведка м-ний нефти и газа на *шельфе* осуществляется путем бурения кустов направленных скважин со свайных оснований (при глубинах от первых десятков м до 120 м), с плавучих платформ, закрепленных якорными системами (при глубинах 150–200 м), или с плавучих буровых установок (с дистанционным позиционированием на глубинах моря в сотни м и первые км). Глубина бурения 2–3 тыс. м и более. Перспективно создание авт. самоходных буровых установок для проходки скважин в глубоководных условиях непосредственно с морского дна. При разведке нефтяных и газовых м-ний на море широко используются геофизич. методы.

«МОСТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейшее газотранспортное подразделение в отрасли. Адм. центр – г. Москва. Создано в 1998 на базе дочернего предприятия «Мострансгаз».

В 1944 образована Дирекция строящегося газопровода Саратов – Москва, в 1946 реорганизованная в Упр-ние эксплуатации газопровода. Для эксплуатации газопровода были созданы районные упр-ния, ставшие впоследствии линейными производств. упр-ниями магистральных газопроводов. К числу первых относится Московское упр-ние, в 1974 переименованное в производств. объединение «Мострансгаз». Последнее в 1992 стало одноименным дочерним предприятием РАО «Газпром».

В последующие годы интенсивными темпами шло стр-во и ввод в эксплуатацию новых газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций и др. объектов. В 1951–53 введен в строй газопровод Дашава – Киев – Брянск – Москва, в 1956–60 газопровод Ставрополь – Москва, в 1959–60 газопровод Краснодарский кр. – Серпухов. В 1965 протяженности магистральных газопроводов в оппозитном исчислении составляла св. 7650 км, на 27 компрессорных станциях и 2 станциях подземного хранения газа было задействовано 208 газоперекачивающих агрегатов общей мощностью более 700 тыс. кВт, ежегодно перекачивалось ок. 90 млн. м³ газа.

«М.» первым в России приступил к созданию и эксплуатации *подземных хранилищ газа* в водоносных пластах, ранее не содержащих газ. В 1958 вступила в строй одна из первых в быв. СССР Калужская опытная станция подземного хранения газа, в нач. 1960-х гг. Щелковская станция подземного хранения газа. Именно здесь отработывались технологич. схемы, проверялись эффективность впервые применяемых в отечеств. практике запроектированных сосудов и установок, надежность работы модернизированных компрессорных агрегатов, дающих давление в два раза больше, чем при перекачке газа в *магистральных газопроводах*.

«М.» – одно из важнейших звеньев *Единой системы газоснабжения* России.



Диспетчерский пульт управления Касимовского ПХГ.

«М.» обслуживает 18 субъектов Рос. Федерации (в осн. в европ. части страны). Предприятие полностью обеспечивает подачу газа в г. Москва, а также в более 400 больших и малых городов, многочисл. поселки и деревни, предприятиям энергетики, химии и металлургии. «М.» подает газ в Белгородскую, Брянскую, Владимирскую, Воронежскую, Ивановскую, Калужскую, Курскую, Липецкую, Московскую, Орловскую, Ростовскую, Рязанскую, Тамбовскую, Тверскую, Тульскую, Ярославскую области и Краснодарский кр., а также осуществляет транзит газа за рубеж. Объем транспортируемого газа ок. 300 млрд. м³ в год.

На нач. 2003 протяженность сети магистральных и распределительных газопроводов – св. 23 тыс. км (св. 15% от общей протяженности газопроводов «Газпрома»). Задействованы 25 упр-ний магистральных газопроводов, 35 *компрессорных станций*, 401 *газоперекачивающий агрегат* с суммарной мощностью 3,2 млн. кВт, 840 *газораспределительных станций* (25% от общего числа входящих в «Газпром»), 4 подземных хранилища газа, 34 *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции*. В состав «М.» входят 10 сервисных филиалов, 5 дочерних предприятий.

Подразделения «М.» участвуют в обслуживании магистральных газопроводов Уренгой – Ужгород, Ср. Азия – Центр, Сев. Кавказ – Центр, Дашава – Киев – Брянск – Москва, Кольцевой газопровод Московской обл. и др. Сеть газопроводов построена с таким расчетом, что в случае аварии газ будет поступать к потребителям в обход аварийного участка. Уникальную двухкольцевую схему имеют газопроводы в Московском регионе: внеш. кольцо магистрального газопровода имеет протяженность ок. 400 км с давлением 7,5 МПа; внутр. кольцо длиной 120 км и с давлением 1,2 МПа опоясывает Московскую автомоб. кольцевую дорогу. Из внеш. кольца через систему труб и газораспределительных станций газ подается сначала во внутр. кольцо, а

из него по отводам в каждый район города.

В подземных хранилищах газа предприятия хранится 24,5 млрд. м³ газа (стратегич. резерв для дополнительной подачи топлива в пиковые периоды нагрузки). Ежегодный отбор газа с обязательным пополнением запаса достигает 7,5 млрд. м³.

Для обеспечения надежной, бесперебойной и безопасной транспортировки газа в «М.» большое внимание уделяется диагностике газопроводов, их реконструкции и внедрению передовых технологий ремонтных работ. Наиболее эффективен метод внутр. диагностики. Для устранения обнаруженных дефектов активно используется ремонт с применением композитных материалов (т.н. холодная сварка, спиральные муфты). С 1976 предприятие начало проводить капитальный ремонт газопроводов. Для выполнения работ по стр-ву и реконструкции подводных переходов в «М.» освоены метод горизонтально-направленного бурения. В 1999 был внедрен метод ремонта подводных переходов с применением гибких бетонных матов, позволивший значительно сократить сроки проведения работ и повысить их качество. Реконструкция и технич. перевооружение компрессорных станций и компрессорных цехов осуществляется заменой газоперекачивающих агрегатов на более современные и более мощные. В автоматич. газораспределительных станциях (напр., серии «Снежить») воплощены совр. технологии и передовые разработки благодаря внедрению новых средств очистки, малогабаритных высокоскоростных теплообменников и т.п.

ООО «М.» по праву считается полигоном для испытания новых технологий, где на первом плане – своевременная, научно обоснованная реконструкция действующих газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций, высокий уровень автоматизации и телемеханизации объектов, мощная трубоукладочная техника, новейшее сварочное оборудова-

ние. В период с 1993 по 2002 построено и реконструировано более 3,5 тыс. км магистральных газопроводов, 12 компрессорных станций.

Упр-ние производств. подразделений «М.» осуществляется с помощью интегрированной АСУ, обеспечивающей автоматизиров. упр-ние транспортом газа на основе типовой информационно-технич. базы с открытой концепцией. К системе упр-ния подключено более 20 систем линейной телемеханики, автоматики, учета расхода газа и др. (рис.). Бесперебойную и безаварийную подачу газа потребителям обеспечивает технологич. связь: междугородняя кабельная линия (19 тыс. км), радиорелейные линии (1670 км), радиостанции на трассе (4 тыс. шт.), узлы связи (60).

С изменением в 1991 границ раздела магистральных газопроводов, вызванных образованием независимых государств, возникла необходимость в учете кол-ва природного газа, транспортируемого че-

рез российско-украинскую границу. В связи с этим в 1999 «Мосстройтрансгазом» (дочернее предприятие «М.») была построена крупнейшая в Европе газоизмерительная станция в г. Суджа (Курская обл.), через к-рую проходит более половины экспорта газа России.

Помимо осн. деятельности по транспортировке и поставкам газа, «М.» осуществляет: эксплуатацию, ремонт и стр-во линейной части, объектов и сооружений *газотранспортной системы*; закачку и отбор газа из подземных хранилищ; капитальное стр-во новых объектов производств. назначения; реконструкцию и модернизацию оборудования; проведение н.-и. и технологич. работ; выпуск продукции производственно-технич. назначения и товаров народного потребления; организацию и эксплуатацию сети автомоб. газонаполнительных станций и продажу газа через эту сеть потребителям; выработку электро- и теплоэнергии; очистку стоков, организацию теп-

лоснабжения объектов; проектно-изыскательские и проектно-конструкторские и геофизич. работы; изготовление оборудования для объектов магистральных газопроводов, совместно с региональными органами власти осуществляет эксплуатацию объектов *газового хозяйства* и др.

Новые технологии, автоматизация и компьютеризация производств. процессов, постоянное обновление техники гарантируют высокий уровень надежности работы предприятия и обеспечивают значительный экономич. эффект.

Большое внимание в «М.» уделяется развитию соц. сферы. На балансе ООО состоят 7 санаториев и баз отдыха, имеется отдел организации здравоохранения, Центр диагностики и реабилитации, оснащенный совр. медицинским оборудованием, действует благотворительный фонд ветеранов газовой пром-сти.

А. С. Голубничий.

МОЩНОСТЬ пласта, см. *Толщина*.

Н

НАВОДОРОЖИВАНИЕ – поглощение металлом водорода из газовой фазы либо в процессе *коррозии*. Подробно см. в статьях *Внутренняя коррозия* и *Коррозионный контроль*.

НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, см. в ст. *Компрессорная станция*.

НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

НАДЕЖНОСТЬ ГАЗОПРОВОДА (элемента газопроводной конструкции) – свойство сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность поставки товарного газа требуемого качества при заданных режимах эксплуатации и требованиях к безопасности и условиях применения, технич. обслуживания, хранения и транспортирования элемента газопроводной конструкции. Надежность – комплексное свойство, к-рое в зависимости от назначения конструктивного газопроводного элемента и условий его эксплуатации может подразумевать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств. В широком смысле в понятие надежности конструкции газопровода включаются также свойства конструкции, характеризующие ее прочность, устойчивость, износостойкость и т.п. Осн. понятия, характеризующие Н.г., – безотказность газопровода (элемента газопроводной конструкции) – свойство непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение нек-рого времени или наработки; долговечность – свойство сохранять работоспособное состояние при установленной системе технич. обслуживания и ремонта.

В теории надежности различают модели надежности элемента, систем элементов, резервируемых и восстанавливаемых систем, статистич. и физич. модели надежности. В зависимости от объекта применяется соответствующая модель и методы оценки показателей надежности. В основе теории надежности лежат методы теории вероятностей, математич. статистики и математич. моделирования. Физич. модели надежности требуют привлечения спец. физико-математич. моделей, описывающих физич., химич. и механич. процессы, происходящие в объекте и влияющие на его технич. состояние. Различают события (напр., *отказ*) и состояния (исправное, предельное и т.д.) газопровода.

Отказы различаются по степени критичности. К критическим (катастрофич.)

относятся отказы, повлекшие серьезные последствия экономич. характера (большие потери газа, значительные затраты на восстановление и ремонт, большой экологич. ущерб) и/или человеческие жертвы. Осн. критич. отказы для газопроводов: разрушение на полное сечение (гиль отгнивание), сквозная течь, смятие поперечного сечения (сплющивание). К *линейной части* магистрального газопровода относятся также элементы грунтового основания (трапшея, засыпка), опоры, арматура и т.д. В отношении этих дополнительных элементов критичность возможных отказов определяется с т.зр. последствий для собственно трубопровода. Напр., просадка одной из опор надземной прокладки трубопровода может быть некритич. отказом, если это нарушение проектных условий эксплуатации не приводит к возникновению предельного состояния самого трубопровода. Вероятные катастрофич. отказы газопровода связаны с конструктивными особенностями элементов и участков трассы. На учете этой взаимосвязи основан выбор потенциально опасных участков и конструктивных элементов трубопровода при системном анализе Н.г. Выбор потенциально опасных участков связан с расположением вблизи населенных пунктов, с «горячими» участками *компрессорных станций*, участками пересечений с автомоб. и жел. дорогами и т.д.

Исправное состояние – состояние газопровода (элемента газопроводной конструкции), при к-ром он соответствует всем требованиям нормативно-технич. и (или) конструкторской (проектной) документации. Исправное состояние газопровода (при к-ром нарушено хотя бы одно из требований) не означает, что трубопровод не может выполнять возложенные на него функции по транспорту газа. Для этого введены понятия работоспособного и неработоспособного состояний, т.е. состояний газопровода (элемента газопроводной конструкции), при к-рых значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные требования к транспорту товарного газа или требования к безопасности, соответствуют требованиям нормативно-технич. и (или) конструкторской (проектной) документации или значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные требования по транспорту газа или требования к безопасности, не соответствует требованиям нормативно-технич. и (или) конструкторской (проектной) документации. Для газопровода выделяются частично

неработоспособные состояния (газопровод способен осуществлять транспорт газа при сниженном давлении или при частичном нарушении требуемого качества газа). Неисправным является, напр., состояние *магистрального газопровода* с поврежденной изоляцией или просевшей опорой.

Предельное состояние газопровода (элемента газопроводной конструкции) – состояние газопровода (элемента газопроводной конструкции), при к-ром его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно. С механич. т.зр. предельное состояние газопроводного элемента означает наличие в нем дефектов или повреждений (вплоть до разрыва трубопровода), при к-рых нарушаются критерии прочности, устойчивости и долговечности при действующих условиях нагружения. При проектировании газопроводных элементов осуществляется прогноз возникновения возможных механич. предельных состояний за весь планируемый срок службы и производится расчет технич. характеристик трубопровода, удовлетворяющих механич. критериям прочности, устойчивости и долговечности. К немеханич. предельным состояниям относятся, напр., состояние трубопровода, при к-ром невозможно обеспечить его антикоррозионную защиту или произвести экономически целесообразный ремонт. В частности, замена поврежденного участка трубопровода врезкой новой трубы (катушки) является следствием перехода данного участка в предельное состояние. При этом трубопровод в целом с учетом принятого технич. обслуживания не считается достигшим предельного состояния. Трубопроводная трасса в целом является восстанавливаемой системой и для нее определяется неск. типов предельных состояний, переводящих систему соответственно в средний или капитальный ремонт.

Осн. показатели надежности и долговечности по отношению к газопроводным конструкциям – вероятность безотказной работы (вероятность отказа), гамма-процентная наработка до первого (критич.) отказа; ср. ресурс (ср. срок службы); вероятность восстановления; ср. время восстановления; осредненный параметр потока отказов. В нек-рых случаях используют комплексные показатели (коэф. готовности или коэф. технич. использования). При системном анализе надежности трубопроводной трассы используются

также показатели ср. наработки на отказ, осредненный параметр потока отказов и вероятность восстановления.

Осн. показатели долговечности – гамма-процентный и ср. ресурс (календарный срок службы) газопровода. Ресурс газопровода определяется как суммарная наработка газопровода (элемента газопроводной конструкции) от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. В последнем случае говорят о межремонтном ресурсе, подразумевая под предельным состоянием, при котором необходим капитальный ремонт трубопроводного элемента (врезка катушки). Ремонт газопровода врезкой катушки на отд. участках означает, что ресурс этих участков был исчерпан. В то же время ресурс всего газопровода с учетом ремонтно-восстановительных мероприятий на отд. участках будет считаться исчерпанным, если проведение ремонта будет признано нецелесообразным по экономич. соображениям. Срок службы соответствует календарной продолжительности эксплуатации от начала эксплуатации газопровода (элемента газопроводной конструкции) или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. Назначенный ресурс – суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация газопровода (элемента газопроводной конструкции) должна быть прекращена независимо от его технич. состояния. Назначенный ресурс устанавливается при проектировании конструкции из соображений безопасности и/или экономич. целесообразности. Остаточный ресурс – суммарная наработка газопровода (элемента газопроводной конструкции) от момента контроля его технич. состояния до перехода в предельное состояние.

Анализ надежности конструкции – последовательность расчетных процедур оценки показателей надежности конструкции магистрального газопровода по отношению к критич. (катастрофич.) отказам. На стадии проектирования предполагает оценку показателей безотказности и долговечности на основе проектной документации о конструктивной схеме газопровода, прогнозируемых нагрузках и воздействиях на трубопровод за весь предполагаемый срок службы, о предполагаемом механизме деградации механич. характеристик трубопровода (прогнозируемая дефектность), а также о планируемых (проектных) технич. схемах технич. обслуживания и ремонта.

На стадии эксплуатации анализ надежности конструкции трубопровода опирается на эксплуатационные и диагностич. данные о фактич. положении и технич. состоянии трубопровода, статистич. информацию об истории нагружения (эксплуатации), отказах, дефектности, проведенных мероприятиях по технич. обслуживанию и ремонту. Анализ проводится в отношении критич. отказов физико-механич. происхождения на основе исследования причин и вероятно-

стей возникновения механич. предельных состояний – (механич.) разрушения трубопроводного элемента.

Анализ надежности системы заключается в оценке показателей надежности газотранспортной системы по отношению к соответствующим критич. отказам. Системная (функциональная, технологич.) надежность газотранспортного объекта в качестве осн. критич. отказа выделяет нарушение поставки товарного газа требуемого качества. Осн. этап анализа надежности системы транспорта газа – выявление элементов технологич. схемы поставки газа, на которой произошел (или может произойти) критич. отказ. Анализ показателей системной надежности включает анализ показателей надежности всех конструктивных элементов, образующих исследуемую технологич. схему (промышленные объекты, *дожимные компрессорные станции, компрессорные станции*, линейная часть газопроводов, *лупинги, газораспределительные станции*, приемные терминалы и т. д.).

Анализ отказов – последовательность расчетно-аналитич. процедур, цель которых восстановление (прогнозирование) причинно-следственной последовательности отказов газопроводной конструкции. Расчет показателей надежности и долговечности связан с анализом эволюции дефектов и повреждений газопровода в процессе эксплуатации при проектных и случайных нагрузках и воздействиях. В этой связи составной частью анализа надежности в процессе эксплуатации является оценка вероятности распознавания и идентификации технич. состояния газопроводных элементов принятой системой диагностич. контроля. Осн. источниками информации о дефектах являются внутритрубная диагностика с помощью внутритрубных снарядов дефектоскопов и визуальное обследование вскрытого трубопровода (шурфовка, визуальное и приборное обследование поверхности трубы).

Причинами критич. отказов линейной части магистральных газопроводов являются внезапные отказы из-за механич. воздействия (повреждения при стр-ве трубопровода или др. объектов в зоне прокладки), брак строительно-монтажных работ (осн. причина – брак сварных соединений), внезапные стихийные бедствия (землетрясения, оползни и т. п.) и постепенные отказы, проявляющиеся в возникновении и развитии дефектов осн. металла и сварных швов в результате коррозионных, биокоррозионных, усталостных и коррозионно-механических процессов.

Применительно к разл. газопроводным объектам разработаны спец. модели и методы оценки показателей Н.

Лит.: Ясин Э. М., Березин В. Л., Рашепкин К. Е., Надежность магистральных трубопроводов, М., 1972; Леонтьев И. А., Журавлев И. Г., Основы надежности систем добычи газа, М., 1975; Харионовский В. В., Надежность и ресурс конструкций газопроводов, М., 2000; Безопасность России. Безопасность трубопроводного транспорта, М., 2002. С. В. Печёдов.

НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ – свойство объекта (системы) выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Осн. функцией единой и региональных систем газоснабжения является бесперебойное снабжение потребителей газом. Надежность *магистрального газопровода* – свойство транспортировать газ от источников к потребителям в соответствии с заданным графиком в определенных условиях эксплуатации. Надежность *компрессорной станции* – свойство компримировать, очищать и охлаждать транспортируемый газ. Аналогично определяется надежность других объектов системы газоснабжения.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать единичные свойства в отдельности или в определенном сочетании. Надежность технич. систем трактуется как совокупность след. свойств: безотказность – непрерывная работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки; долговечность – работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технич. обслуживания и ремонтов; ремонтпригодность – приспособленность объекта к предупреждению и обнаружению причин возникновения *отказов*, повреждений и устранению их последствий путем проведения технич. обслуживания и ремонтов; сохраняемость – непрерывное исправное или только работоспособное состояние изделия (оборудования) при его транспортировке до места назначения и при последующем хранении. Кроме того, в понятие «надежность» больших систем энергетики, к которым относится система газоснабжения, вводятся также свойства устойчивоспособности, режимной управляемости, живучести и безопасности.

Режимная управляемость характеризует свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления, живучесть – противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей. Безопасность – свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Устойчивоспособность не является значимым свойством для системы газоснабжения и ее объектов.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) предназначена для добычи, переработки, хранения, транспортировки газа и доставки его потребителям. К поставляемому продукту предъявляются требования по качеству, а к технологич. процессам требования по безопасности.

Проблемы надежности возникают при принятии решений по развитию и при эксплуатации систем газоснабжения. Различают: два уровня развития – прогнозирование (заблаговременность 10–20 лет) и проектирование (2–10 лет); три уровня эксплуатации – длительный цикл регулирования (1–2 года), краткосрочный цикл регулирования (до 1 мес), суточный

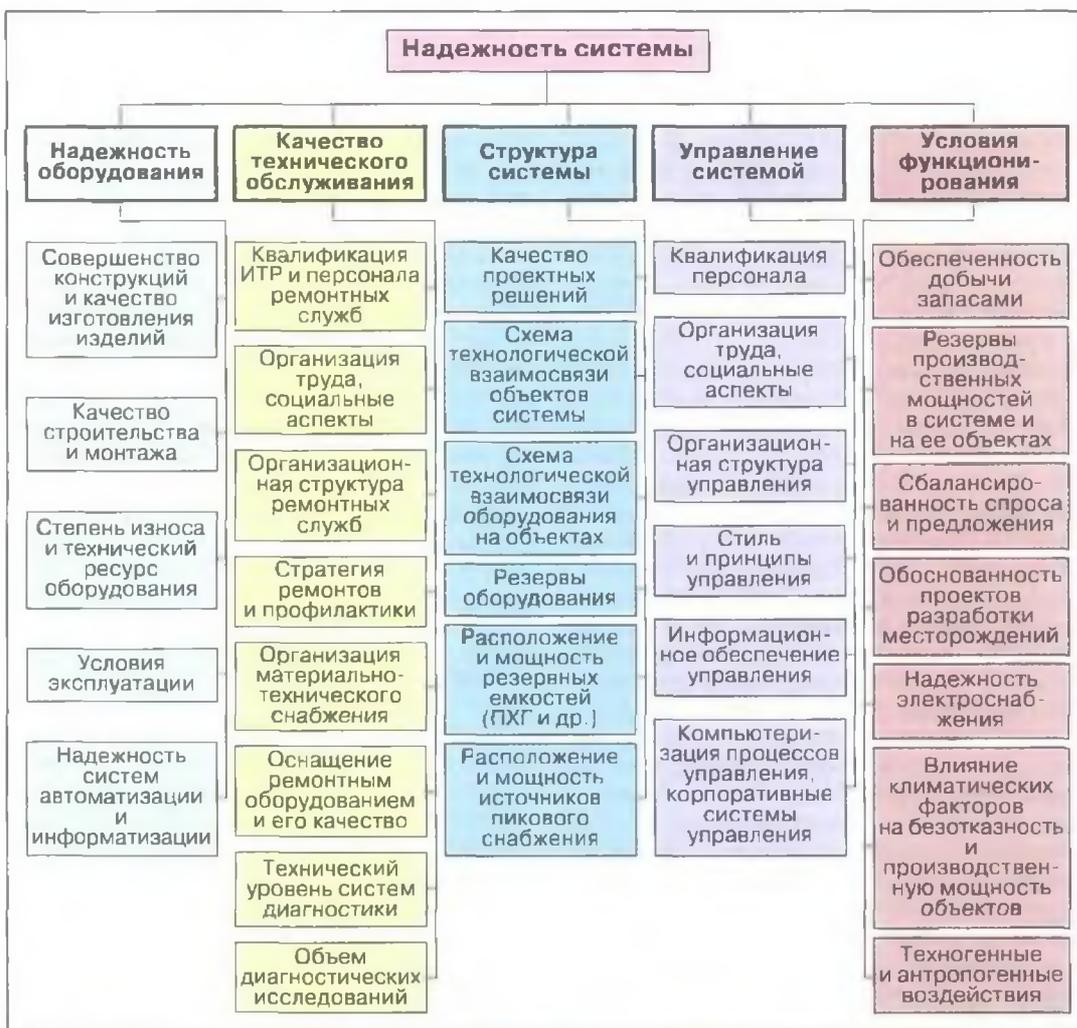


Рис. 1. Факторы, влияющие на надежность системы газоснабжения и ее объектов.

цикл (до 1 сут). От территориально-временного уровня иерархии зависит перечень задач надежности, а также факторы, определяющие средства и способы ее обеспечения (рис. 1).

Надежность оборудования определяется качеством изделий, поставляемых смежными отраслями, качеством строительства и монтажа объектов, наработкой и технич. ресурсом оборудования, а также условиями эксплуатации. Оборудование системы газоснабжения чрезвычайно разнообразно по функциональному назначению и номенклатуре.

Качество технич. обслуживания обусловлено технич. и социальными факторами. Большое значение имеет организация ремонтных служб, регламентация планово-предупредительных ремонтов. Особое место занимает *техническая диагностика* трубопроводов подземного заложения и *газоперекачивающих агрегатов*. Прогресс диагностич. оборудования, расширение диапазона его применения являются наиболее перспективными технологич. направлениями по обеспечению надежности.

Под структурой системы подразумевается взаимное расположение объектов системы (ее конфигурация) в сочетании с разл. видами резервирования системы в целом и ее объектов. Выбор структуры происходит на этапах перспективного планирования, проектирования и реконструкции системы. Методы

теории надежности дают возможность формализовать нек-рые процедуры с тем, чтобы избежать ошибок и обеспечить выбор рациональных вариантов структуры. Система газоснабжения быв. СССР формировалась как единое целое, что способствовало принятию решений с учетом требований надежности. В то же время форсированное развитие газовой отрасли сопровождалось нек-рыми явлениями, негативно повлиявшими на надежность системы.

Выбор конфигурации магистральных газопроводов, *газораспределительных сетей* и промышленных сетей предопределяет возможности крупномасштабного маневрирования потоками или маневрирования в пределах локальной трубопроводной сети, что оказывает влияние на надежность снабжения потребителей. К способам структурного резервирования в ЕСГ относятся создание резервных трубопроводов (питание ответственных потребителей с разных направлений) и газопроводов-перемычек. Резервирование на объектах (компрессорных станциях, *газовых промыслах* и т. п.) осуществляется путем выбора технологич. схемы обвязки, т. е. схемы соединения оборудования и резерва оборудования (агрегатов на компрессорных станциях, скважин на промыслах, аппаратов в системах промышленной подготовки газа и т. д.).

Характерными способами резервирования *линейной части* магистральных

трубопроводов являются секционирование участков путем сооружения перемычек между параллельными нитками, прокладка *лупинга*, дублирование газопроводов на опасных участках (напр., прокладка *дюкеров* на переходах через реки, параллельных ниток на горн. участках).

Эффективным средством резервирования в ЕСГ является создание запасов в *подземных хранилищах газа* (временное резервирование). При крупных авариях и в периоды пикового спроса запасы позволяют работать определенное время без нарушения питания потребителей. Те из хранилищ, к-рые расположены недалеко от трассы газопровода в удалении от осн. потребителей, призваны принимать газ в период аварий на хвостовой части и восполнять дефицит подачи потребителям при авариях на головной части магистрального газопровода.

Средствами временного резервирования в системе газоснабжения могут служить также установки по *сжижению*, хранению и *регазификации* газов, установки для приготовления пропано-воздушных смесей. Роль временного резерва играет также объем газа, аккумулированного в трубах, к-рый способствует сглаживанию неравномерности суточного и недельного потребления газа.

К другим формам резервирования в ЕСГ следует отнести резерв производительности магистральных газопроводов, предусматриваемый при проектировании, резервные мощности на компрессорных станциях и т. д.

Большую роль в обеспечении надежности имеет упр-ние системой, «человеческий фактор». Ошибки эксплуатационного персонала приводят к отказам оборудования, преждевременному его изнашиванию, а иногда и к крупным авариям. Рост квалификации персонала, производств. дисциплины и ответственности на всех уровнях упр-ния являются эффективными средствами повышения надежности функционирования ЕСГ. Требования к персоналу, непосредственно участвующему в оперативном упр-нии объектами ЕСГ, возрастают по мере концентрации потоков, увеличения единичных мощностей агрегатов, сосредоточения произ-ва по подготовке и переработке газа, а также в связи с освоением м-ний с *аномально высоким пластическим давлением*, с агрессивными и токсичными примесями. К мероприятиям, способствующим уменьшению отрицательных последствий при отказах оборудования, следует отнести разработку рациональной структуры упр-ния, четкие должностные инструкции по поведению в нештатных ситуациях управленч. персонала во всех звеньях адм. иерархии.

Условия функционирования эксплуатируемого или проектируемого объекта, оговариваемые в определении надежности, играют роль исходных данных при постановке ее проблем. К числу внеш. условий относятся графики поступления газа с промыслов и спрос потребителей. Сюда же следует добавить взаимодействие

со смежными отраслями пром-сти как на уровне планирования (качество и своевременность поставок оборудования и запасных частей, использование энергосберегающих технологий предприятиями-потребителями и др.), так и на уровне оперативного управ-ния (надежность электроснабжения, альтернативные источники снабжения потребителей энергоресурсами и др.). Велико влияние климатич. и погодных условий, к-рые непосредственно сказываются на интенсивности отказов оборудования и на времени ликвидации аварий. От погодных условий зависит рабочая мощность газотурбинных установок. Темп-ра окружающей среды и перекачиваемого газа влияет на энергетич. затраты по его перекачке и пропускную способность газопроводов. Прямыми источниками аварий служат природные воздействия (землетрясения, наводнения, лесные пожары). Не менее опасны для трубопроводов воздействия антропогенного характера. Много аварий возникает при проведении земляных работ, особенно в техногенно насыщенных районах.

Для такой крупномасштабной системы, как ЕСГ, целесообразно использовать расширенное толкование понятия «надежность», при к-ром отказы в выполнении функций системы связываются с такими факторами, как ошибки планирования и прогнозирования, отклонение от планов сроков ввода строящихся объектов. Особенно велика роль обеспеченности запасами газа. Надежность ЕСГ в целом прежде всего определяется подсистемой добычи, возможными отборами от газовых м-ний. Форсированное потребление невозможных природных ископаемых неизбежно связано с растущим ограничением ресурсов. Существующая практика «сглаживания» последствий долговременных отказов в оперативном управ-нии за счет напряженности режимов и ограничения неприоритетных потребителей не может скрыть суть и свести проблему надежности к близкостоящим факторам, прежде всего надежности оборудования. Точно так же несвоевременная реконструкция объектов влечет за собой чрезмерный износ оборудования и, в конечном счете, уменьшение надежности и эффективности функционирования.

Обострение проблемы надежности в разрезе оперативного планирования и управления происходит в силу ряда обстоятельств, из к-рых наиболее значимыми и очевидными являются рост масштабов системы и концентрации мощностей. Снижение надежности сказывается на условиях хозяйств. деятельности и быта огромного кол-ва предприятий и населенных пунктов, возрастают последствия единичных отказов.

Новые проблемы надежности возникают в связи с разведкой и разработкой м-ний природного газа в неосвоенных хозяйствах. деятельностью регионам и морских акваториях, а также м-ний с аномально высокими пластовыми давлениями, токсичными и агрессивными примесями. Многократно возрастает «цена» аварий, сопряженных с выбросами агрес-

сивных и токсичных жидкостей и газов, увеличиваются потери при единичной аварии на промыслах со сверхвысоким давлением и время ее ликвидации. Тенденции развития ЕСГ обостряют проблемы надежности, требуют более тщательной проработки решений при проектировании объектов, качеств. улучшения техники и технологии, создания больших производств. ресурсов для компенсации отказов разл. типов.

Надежность – понятие качественное, но ее можно оценить, вводя разл. количественные показатели, являющиеся характеристикой одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта. Выбор показателя зависит от целей исследования и объекта исследования. Показатели надежности служат для сопоставления и оценки надежности единых, региональных и локальных газопроводных систем, их объектов, оборудования, качества снабжения потребителей. Показатели могут иметь общетехнич. характер или применяться лишь для трубопроводных систем. Напр., показатели надежности газоперекачивающих агрегатов регламентируются гос. стандартами независимо от вида оборудования, тогда как необходимость охарактеризовать надежность снабжения потребителей возникает именно при изучении систем энергетики.

Поскольку надежность – сложное, многозначное понятие, объединяющее неск. единичных свойств, то среди совокупности показателей существуют такие, к-рые предназначены для оценки ее единичных свойств (в первую очередь, безотказности, ремонтпригодности и долговечности). Ряд показателей имеет комплексный характер и содержит информацию сразу о нескольких единичных свойствах.

С математич. т. зр. функционирование ЕСГ и ее объектов описывается случайными процессами. Нек-рые важнейшие особенности случайных процессов могут быть охарактеризованы случайными величинами. Показатели надежности являются числовыми характеристиками этих процессов и этих величин.

К показателям, нашедшим наибольшее применение в общетехнич. системах, относятся следующие:

вероятность безотказной работы

$$P(t) = P\{\xi \geq t\} = 1 - F(t),$$

где ξ – время жизни (срок службы) или время нормального функционирования (наработка) ремонтируемого объекта; $F(t)$ – функция распределения случайной величины ξ ; t – наработка или календарное время;

среднее время безотказной работы, или ср. наработка до отказа,

$$T = M\xi = \int_0^{\infty} t dF(t),$$

где $M\xi$ – математич. ожидание ξ ;

среднее время восстановления

$$T_{\text{в}} = \int_0^{\infty} t dG(t),$$

где $G(t)$ – функция распределения времени восстановления η ;

интенсивность отказов (плотность вероятности отказов в момент t при условии, что до момента t отказа не было)

$$\lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{F(t+h) - F(t)}{P(t)h} = -\frac{1}{P(t)} \frac{dP(t)}{dt} = -\frac{d \ln P(t)}{dt},$$

параметр потока отказов (плотность вероятностей возникновения отказа восстанавливаемого элемента, определяемая для момента времени t)

$$\Lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \sum_{k=0}^{\infty} \left\{ t \leq \sum_{i=1}^k (\xi_i + \eta_i) + \xi_{k+1} \leq t + h < \sum_{i=0}^{k+1} (\xi_i + \eta_i) \right\},$$

где ξ_i – наработка после $(i-1)$ -го восстановления; η_i – время i -го восстановления.

Функция $\Lambda(t)$ совпадает с $\lambda(t)$, если восстановление можно считать практически мгновенным. Именно этот показатель чаще других применяется для характеристики линейной части газопроводов, а также ЕСГ в целом. По нему судят о надежности технологич. системы в целом по отрасли или газотранспортному предприятию. На рис. 2 (правая шкала) при-



Рис. 2. Аварийность магистральных газопроводов России за период 1991–2001.

ведены сведения о динамике параметра потока отказов на магистральных газопроводах за период с 1991 по 2001. Его оценка получается путем деления общего кол-ва отказов за год на суммарную длину трубопроводов (ок. 150 тыс. км). Отдельно выделена составляющая аварийности из-за отказов, вызванных стресс-коррозией. Этот вид отказов представляет наибольшую опасность, т.к. его трудно предотвратить. Т.о., параметр потока отказов составляет 0,2–0,3 отказа на тыс. км в год. В 1-й пол. 1970-х гг. параметр потока отказов был примерно в 4 раза больше. Снижение достигнуто благодаря совершенствованию диагностики и методов ремонта. Данные о параметре потока отказов для систем газоснабжения Сев. Америки и Зап. Европы близки к уровню официальной статистики в России (заруб. данные относятся к магистральным и распределительным газопроводам, российские только к магистральным).

Параметр потока отказов для распределительных сетей, где используются трубы меньших диаметров, обычно выше, чем для магистральных газопроводов.

Для характеристики надежности оборудования используют:

коэф. готовности (вероятность того, что в момент t изделие находится в работоспособном состоянии)

$$K(t) = \sum_{k=0}^{\infty} \left\{ \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) < t < \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) + \xi_{k+1} \right\};$$

стационарный коэф. готовности

$$K = \lim_{t \rightarrow \infty} K(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{t} \int_0^t K(u) du,$$

к-рый выражается через ср. времена наработки и восстановления,

$$K = \frac{T}{T + T_B};$$

коэф. технического использования

$$K_{тн} = \frac{T}{T_{рез} + T_B + T_{ппр}};$$

где T – время работы установки под нагрузкой; $T_{рез}$ – время простоя в резерве; $T_{ппр}$ – время простоя в планово-предупредительных ремонтах; T_B – время вынужденного простоя;

коэф. оперативной готовности

$$K_{ог} = \frac{T + T_{рез}}{T_k};$$

где T_k – календарное время отчетного периода ($T_k = T + T_{рез} + T_{ппр}$).

Надежность таких объектов, как магистральные газопроводы, системы добычи газа, газораспределительные сети, характеризует эффективность их работы. Обозначим через q производств. мощность объекта, а через x его загрузку. Производственную мощность магистрального

газопровода принято наз. пропускной способностью. Величины q , x являются случайными. Мощность объекта может снижаться по сравнению с номинальным значением q_0 из-за отказов его элементов. Загрузка отличается от мощности, т.к. зависит от внеш. по отношению к объекту причин. Напр., трубопровод может быть загружен не полностью из-за дефицита газа, отказов других трубопроводов, промыслов или из-за неприятия продукции потребителем. Производств. мощность промысла используется не в полной мере при общем пониженном спросе или отказах системы магистрального транспорта.

Эффективность и использование мощностей объектов в системах газоснабжения характеризуют след. показатели:

ср. располагаемая мощность $Mq = \int_0^{q_0} u dF(u) [F(u) -$ функция распределения случайной величины $q]$;

ср. загрузка $Mx = \int_0^{q_0} u dH(u) [H(u) -$ функция распределения случайной величины $x]$;

коэф. надежности объекта $K_n = Mq / q_0$;

коэф. использования мощности $K_m = Mx / Mq$.

В приведенных выше формулах для магистральных газопроводов q – пропускная способность (максимально возможный объем транспортируемого газа), x – загрузка (фактик. объем транспортируемого газа).

Ср. частота включений оборудования (объекта) $Mv(t)$ применяется как показатель, имеющий непосредств. отношение к долговечности. Для нек-рых видов оборудования (напр., газотурбинных установок) степень износа зависит не только от наработки, но и от числа включений и выключений. Ср. число включений агрегата за год указывается в статистич. отчетности.

Показатели надежности снабжения потребителей применяются для характеристики функционирования газораспределительных систем. Так, показателями удовлетворения спроса служат:

ср. величина неудовлетворенного спроса за период T

$$\delta_T = \frac{1}{T} \int_0^T M[\max(0, \zeta_t - \eta_t)] dt,$$

где ζ_t – величина случайного спроса; η_t – возможные поставки по трубопроводной системе (пропускная способность);

ср. вероятность дефицита продукта

$$P_T = \frac{1}{T} \int_0^T P\{\eta_t < \zeta_t\} dt;$$

коэф. обеспеченности продуктом за период T

$$P_T = (D_T - \delta_T) / D_T, \text{ где } D_T = \int_0^T M\zeta_t dt.$$

Надежность снабжения потребителей можно также характеризовать комплек-

сом показателей, включающих напр., выполнение договорных обязательств по поставкам газа за квартал, месяц, декаду и сутки (коэффициенты месячной неравномерности поставок в пределах квартала, коэффициенты неравномерности поставок за декаду и за сутки, частоты предельно допустимых снижений давления у потребителя). Все показатели выражаются в баллах, а результирующая оценка получается как сумма баллов.

Оценка большинства из показателей надежности проводится по статистич. данным. Процедуры оценки важнейших показателей регламентируются ГОСТами. Достоверность методов оценки осложняется во многих случаях дефицитом информации. Наиболее тяжелые отказы – аварии – случаются редко, поэтому для оценки их вероятностей нет представительной статистики. *М. Г. Сухарев.*

НАДЗЕМНЫЙ ПЕРЕХОД трубопроводный – комплекс сооружений для прокладки трубопровода через естеств. или искусств. препятствия (овраги, малые реки с крутыми берегами, каналы и арыки, горные реки с блуждающим руслом, горн. выработки, оползни, многолетнемерзлые грунты, автомоб. и жел. дороги и т.п.). По конструкции Н.п. различают: арочные трубопроводы, балочные переходы трубопроводов, висячие трубопроводы, подводные трубопроводные переходы, эстакадные трубопроводы. Н.п. осуществляют одно- и многопролетным с промежуточными опорами, выполненными в зависимости от местных условий, нагрузок технологии стр-ва и др. факторов из металла, железобетона, дерева. Различают опоры неподвижные, продольно-подвижные и свободноподвижные. В эстакадных системах в качестве пролетного строения используют фермы, составной частью к-рых является трубопровод. Строят Н.п., используя подъем сваренной плети трубопровода на опорные конструкции, монтаж на временных опорах всей системы тросов и оттяжек и последующий подъем пилонов (висячие и вантовые системы и в виде самонесущих нитей), последовательную продольную надвижку трубопровода, заранее монтируемого на берегу в пролет на опорные элементы (балочные, висячие системы), подъем и монтаж при помощи грузоподъемных механизмов заранее собранной конструкции. На Н.п. действуют в осн. след. виды нагрузок и воздействий: постоянные (собственная масса Н.п., масса изоляции и разл. элементов конструкции – балок, распорок, связей, подвесок, тросов, настила и т.п.); временные длительные (масса транспортируемого продукта, усилия от внутр. давления транспортируемого продукта и температурные воздействия); кратковременные (нагрузки от обледенения, снега, ветра, смещения опор, монтажные нагрузки в период стр-ва и эксплуатации). В сейсмич. р-нах рассматривают особое сочетание нагрузок, учитывающих инерционные нагрузки, возникающие при землетрясении.

Общие тенденции при стр-ве Н.п.: снижение массы конструкций, разработка

наиболее простых методов монтажа и индустриальность изготовления конструкций на основе типизации наиболее часто применяемых систем.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НАДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД – комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твердых продуктов, прокладываемый на отд. опорах или эстакадах на расстоянии от грунта не менее 25 см.

Н.т. сооружают на участках с любым рельефом. Наиболее целесообразно их применение на трассах, пересекающих территории с изрезанным рельефом, большим кол-вом рек, озер, водотоков и т.п., в р-нах оползней, горн. выработок, на просадочных многолетнемерзлых грунтах и в др. сложных условиях.

Н.т. сооружаются как системы без компенсации, так и с компенсацией перемещений, возникающих при изменении темп-ры трубы и давления транспортируемого продукта (см. *Компенсаторы*). Прямолинейная прокладка без компенсации продольных перемещений предусматривает жесткое закрепление трубопровода на каждой опоре. Трубопроводы без компенсации, как правило, имеют не большую протяженность, диаметр и температурный перепад.

Н.т. укладывают на отдельно стоящие опоры разл. конструкции. По характеру работы опоры подразделяют на неподвижные, обеспечивающие несмещаемость сечения трубопровода на опоре, продольно-подвижные и свободноподвижные, не препятствующие перемещениям трубопровода вдоль его продольной оси или в любом направлении в плоскости опорной поверхности. Высота опор над землей не превышает 0,9–1,5 м и зависит от рельефа местности. На участках с резко пересеченным рельефом (напр., при пересечении оврагов или мелких рек с крутыми склонами) высота опор над землей может достигать 4–5 м.

Опоры трубопроводов выполняются в виде рам или стоек с использованием свайных или плитных фундаментов. В качестве опор трубопроводов диаметром до 500 мм применяют шпальные клетки, А-образные качающиеся опоры, призмы на крупнозернистого песка или гравия. Сваи для опор – стальные, железобетонные, деревянные; плитные фундаменты – железобетонные. На многолетнемерзлых грунтах в качестве опор могут применяться термосваи.

Части опор, на к-рые монтируется трубопровод, в зависимости от диаметра трубопровода бывают скользящими, катковыми, роликовыми и с использованием гибких подвесок и элементов. В конструкциях скользящих опор с целью снижения сопротивления перемещениям трубопровода применяют специальные антифрикционные материалы, обладающие низким коэф. трения. Для удобства монтажа и эксплуатации Н.т. конструкции опор предусматривают возможность использования положения ригелей и опорных частей.

В надземных системах следует учитывать действия ветрового потока. Для предотвращения колебаний устанавливаются динамич. гасители колебаний, гасители колебаний типа рассекателей ветрового потока, демпферы, в к-рых для рассеяния энергии колебаний используются трущиеся подрубоченные друг к другу поверхности (телескопически сдвигающиеся трубы). Динамич. гасители и рассекатели устанавливаются на трубопроводах, высоко расположенных над земной поверхностью. На низко расположенных трубопроводах чаще используются устройства предотвращения колебаний в виде демпферов трения, к-рые размещают либо в пролетах трубопровода, либо на опорах. На магистральных Н.т., пересекающих большие территории, устанавливаются *надземные переходы*.

Земляные работы при сооружении Н.т. на трассах производят, как правило, в незначительных объемах по срезке или подсыпке грунта при переходе к др. виду прокладки, на подходах к рекам, для выравнивания поверхности, подготовки оснований под большие опоры и т.д. Трубопровод сваривают в единую нить и монтируют на ранее установленные опоры трубоукладочной колонной. Возможен монтаж трубопровода на опорах отд. секциями дл. 12–36 м. Укладка Н.т. на опоры производится в соответствии с графиком «темп-ра трубопровода – перемещения». На трубопроводах больших диаметров целесообразно регулировку опорных частей производить по расчетной нагрузке с помощью динамометров. Изоляционные работы проводят, как правило, после монтажа трубопровода (за исключением случая применения труб с заводской изоляцией). Монтаж гасителей колебаний в зависимости от их конструкции производится до или после напеснения *антикоррозионного покрытия* и монтажа теплоизоляции. Заключительными этапами сооружения трубопроводов являются очистка внутр. полости и испытания на прочность и герметичность.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НАДЗОР ЗА БЕЗОПАСНОСТЬЮ газопроводов – система контроля, обеспечивающая надежную и безопасную эксплуатацию магистральных и промысловых газопроводов. Осуществляется на стадии проектирования, стр-ва и эксплуатации.

К *магистральным газопроводам*, являющимся сложными взрыво- и пожароопасными инж. сооружениями, предъявляются жесткие требования по обеспечению надежности и безопасности при их эксплуатации. Выполнение этих требований, в первую очередь, зависит от качества *проектирования трубопроводов* и их стр-ва.

В ОАО «Газпром» накоплен большой опыт проектирования и сооружения магистральных и промысловых газопроводов в разл. климатич. районах. Создана совр. нормативно-технич. база для их проектирования и сооружения. Нормы и правила по проектированию и сооруже-

нию трубопроводов систематически в установленном порядке пересматриваются с учетом накопленного отечеств. и заруб. опыта. Задача проектных организаций – правильно применять требования действующих нормативных документов при разработке проектов и обеспечить систематич. контроль за выполнением проектных решений в процессе сооружения газопроводов.

Обеспечить качественное стр-во газопроводов наряду с внедрением прогрессивных технологий и методов их сооружения позволяет четкая организация системы надзора за качеством сооружения трубопроводов в процессе всего периода стр-ва на каждом его этапе.

Такая система предусматривает: производств. контроль подрядчика, осуществляемый пооперационно по всему технологич. циклу строительного-монтажных работ; авторский надзор проектных организаций, направленный на проверку выполнения проектных решений в процессе стр-ва, ремонта и реконструкции, особенно на наиболее сложных участках трассы газопроводов (*переходы* через судоходные водные преграды, автомоб. и жел. дороги, в местах приближения к городам, населенным пунктам и др.); технич. надзор заказчика за качеством строительного-монтажных работ, капитальный ремонт и реконструкцией, осуществляемый синхронно на всех этапах сооружения и эксплуатации трубопровода и приемки выполнения работ.

Кроме того, в отрасли систематически ведется выборочный контроль за соблюдением норм и правил проектирования, стр-ва и эксплуатации на всех этапах сооружения и в продолжение всего периода эксплуатации газопроводов, осуществляемый обществом с ограниченной ответственностью «Газнадзор» (дочерняя компания ОАО «Газпром»).

Гос. регулирование и надзор за соблюдением требований пром. безопасности в области проектирования, стр-ва и эксплуатации магистральных трубопроводов (газовых, нефтяных и др.) осуществляет Федеральный горный и пром. надзор России (Госторгтехнадзор России).

Технич. надзор заказчика за стр-вом газопроводов в отрасли осуществляют в осн. специализированные подразделения («Оргэнергогаз», «Спецнефтегаз», «Газнадзор») по прямым договорам с заказчиками осуществляют технадзор за капитальным ремонтом и реконструкцией трубопроводов своими силами. При этом контроль за организацией технадзора этими предприятиями осуществляет «Газнадзор».

Принятая система надзора обеспечивает высокое качество стр-ва и эксплуатации в том случае, если все ее элементы (производств. контроль подрядчика, авторский надзор проектных организаций, технадзор заказчика, отраслевой контроль подразделений газового надзора) работают совместно на высоком технич. уровне в продолжение всего периода стр-ва и эксплуатации газопроводов. Боль-

шое значение в обеспечении качества стро-ва имеет уровень операционного контроля порядчика, осуществляемый бригадирами, мастерами, прорабами и др. специалистами на местах по мере выполнения каждой технологич. операции с использованием спец. лабораторий, оснащенных совр. приборами контроля и средствами диагностики.

Выявленный в процессе стро-ва брак и нарушения действующих норм и правил должны немедленно устраняться. Не выявленные в процессе стро-ва, ремонта или реконструкции случаи брака могут стать причинами разрушений в процессе эксплуатации газопроводов и снижения их надежности и безопасности в работе.

В соответствии с действующим Положением об организации технич. надзора, требуется, чтобы заказчик и подрядчик постоянно осуществляли контроль за соблюдением технологии произ-ва работ на всех этапах, повсеместно обеспечивали инструментальный входной контроль за качеством поставляемых на трассу труб и оборудования, создавали условия, исключающие повреждение их на технологич. операциях, в т. ч. обязательную инструментальную проверку профиля траншеи и глубины заложения газопровода, а также выполнение др. мероприятий, предусмотренных упомянутым положением.

В то же время, учитывая специфику сооружения газопроводов, необходимо обеспечить постоянный контроль за ходом стро-ва и устранение недостатков не только со стороны строительных организаций, дирекций по стро-ву объектов, технич. надзора и контролирующих органов, но и непосредственно руководителей предприятий-заказчиков, отвечающих в дальнейшем за надежность и безопасность эксплуатации газопроводов.

«Газнадзор», осуществляя систематич. контроль за соблюдением норм и правил всеми организациями, участвующими в стро-ве и эксплуатации объектов отрасли, оказывает непосредственное влияние на устранение выявленных на них нарушений и обеспечение надежности и безопасности газовых объектов «Газпрома». В процессе всего периода эксплуатации газопроводов подразделения «Газнадзора» ведут выборочный контроль за соблюдением правил безопасности и технич. эксплуатации предприятиями и организациями «Газпрома». При выявлении нарушений этих правил выдаются спец. предписания по устранению нарушений. О случаях обнаружения грубых нарушений правил «Газнадзор» докладывает рук-ву «Газпрома» для принятия соответствующих мер.

Кроме того, в отрасли ежегодно проводятся комплексные проверки состояния безопасности и охраны труда на предприятиях и объектах с участием в этих проверках представителей администрации, служб охраны труда, технич. инспекции, профсоюза, контролирующих органов, соответствующих специалистов.

Безопасная эксплуатация газопроводов обеспечивается также эксплуатаци-

онными предприятиями (т. н. производственный контроль), к-рые по ежегодно разрабатываемым графикам проводят плановые осмотры и ремонт газопроводов, обращая при этом особое внимание на переходы через водные преграды, железные и автомоб. дороги, обеспечение постоянной работы средств *электрохимической защиты* газопроводов от почвенной коррозии, недопущение несогласованных работ и возведение строений и сооружений в их опасных зонах.

В целях обеспечения безопасности организации труда и культуры произ-ва, санитарного и медицинского обслуживания работающих, усиления профилактики производств. травматизма, в соответствии с Единой системой охраны труда и пром. безопасности в отрасли ведется административно-производств. контроль по охране труда и пром. безопасности.

В. И. Эрстов.

НАДКАВИТАЦИОННЫЙ НАПОР насоса – избыточный по отношению к *давлению насыщения* конденсата напор, исключающий кавитацию.

В конденсате, являющемся газонасыщенной жидкостью, при понижении давления ниже критического (приблизительно равного давлению насыщения) происходит образование полостей, заполненных газом (т. н. кавитационных пузырьков или каверн). Двигаясь с потоком и попадая в область докритич. давления, кавитационные пузырьки сильно расширяются, вследствие чего давление газа внутри них оказывается больше, чем суммарное действие поверхностного натяжения и давления в жидкости. В результате на участке потока с пониженным давлением создается «кавитационная зона», заполненная пузырьками. После перехода в зону повыш. давления рост пузырьков прекращается, начинается их сокращение с большой скоростью, к-рое сопровождается звуковым импульсом (своего рода гидравлич. ударом) тем более сильным, чем меньше газа содержит пузырек. Если кавитационная каверна захлопывается вблизи от обтекаемого тела, то многократно повторяющиеся удары приводят к разрушению поверхности обтекаемого тела.

Перекачка конденсата может осуществляться с помощью обычных насосов при условии обеспечения Н. н. на входе в насос. Н. н. насосов обычно устанавливается по результатам испытаний на воде с последующим пересчетом на рабочую жидкость. Пересчет характеристик насосов осуществляется по соответствующим критериям подобия.

Для создания Н. н. могут быть использованы: подпорные емкости, эжекторные устройства, а также схема, обеспечивающая последовательный подогрев конденсата, сепарацию газовой фазы и охлаждения жидкости в рекуперативном теплообменнике.

Из рассмотренных вариантов наибольшей простотой характеризуется обеспечение Н. н. с помощью подпорных емкостей, единств. недостаток к-рого – необходимость установки относительно боль-

ших по объему емкостей на определенной высоте, обеспечивающей компенсацию потерь на трение высотой гидростатич. столба жидкости.

Выбор того или иного способа должен производиться в каждом конкретном случае на основании анализа технико-экономич. показателей и учета особенностей принятых технич. решений по остальным элементам головных сооружений *конденсатопровода*.

Сравнительный анализ технико-экономич. показателей разл. способов обеспечения Н. н. для трубопроводов относительно небольшой протяженности (Вуктыл – Ухта) показал, что по итоговому показателю (уд. приведенным затратам) указанные схемы являются практически равнозначными. С ростом дальности транспортировки конденсата схема с последовательным подогревом, сепарацией и охлаждением конденсата на магистральных конденсаторопроводах с большим числом промежуточных *насосных станций* более предпочтительна за счет снижения величины давления насыщения и связанного с этим роста пропускной способности трубопровода.

Г. Э. Одишария.

«НАДЫМ» – установка, предназначенная для газогидратных исследований скважин газовых м-ний и *подземных хранилищ газа*. Разработаны ТюменНИПГаз в 1982. Используются для измерения *дебита* газа и содержания в продукции скважины жидкости и механич. примесей (для разовых измерений). Применены на *Медвежьем месторождении* и *Уренгойском месторождении*.

Установки представляют собой устье-вые малагабаритные бестросьемные устройства, состоящие из трех осн. функциональных элементов: сепаратора, очищающего продукцию от механич. примесей и жидкости; расходомера; емкостей для сбора отсепарированных твердых и жидких примесей.

Установки монтируются на факельной, задавочной линиях («Надым-1») или на технологич. линии перед шлейфом («Надым-2»). Они рассчитаны на рабочее давление 16 МПа, на темп-ру рабочей среды от 0 до 50 °С, окружающей среды от –60 до 50 °С. Пропускная способность 1,5 млн. м³ газа в сут, потеря газа до 62 м³/ч («Надым-1»).

Сепаратор состоит из блоков 1-й и 2-й ступени сепарации. В блоке 1-й ступени поток продукции скважины с помощью прямоточно-центробежного завихрителя приобретает поступательно-вращательный характер, твердые и жидкие частицы центробежными силами отбрасываются к стенкам корпуса, задерживаются прямоточным отбойником и скапливаются в ниж. части блока, откуда попадают в контейнер. Более тонкая очистка добываемого газа происходит во 2-й ступени сепарации. Здесь газ, обтекая фильтропакет, с помощью завихрителя 2-й ступени дополнительно закручивается и, проходя сквозь фильтр и хвостовик каркаса фильтра, попадает в расходомер. Примеси, задержанные во 2-й ступени

сепарации, накапливаются в контейнере. При использовании в условиях отрицательных температур окружающего воздуха требуется обогрев импульсных труб, идущих к средствам измерения и контейнеру.

В. И. Шулятиков.

«НАДЫМГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших в системе «Газпрома» по объему добычи углеводородного сырья. Адм. центр – г. Надым (Ямало-Ненецкий авт. округ). С 1992 правопреемник одноименного производств. объединения, образованного в 1973 на базе Надымского газопромышленного упр-ния (осн. в 1971).

После открытия в 1960-е гг. *Медвежье месторождения, Уренгойского месторождения, Заполярного месторождения, Ямбургского месторождения* было решено создать (в быв. СССР) новую энергетич. базу страны, для чего и было основано Надымское газопромышленное упр-ние. Впервые в быв. СССР здесь было осуществлено бурение *эксплуатационных газовых скважин* большого диаметра и применено кустовое размещение скважин через 50–70 м, увеличены мощности установок сбора и подготовки газа и др.

С нач. 1990-х гг. Медвежье м-ние перешло в режим естеств. снижения объемов добычи. В условиях падения *пластовых давлений* на всех его промыслах были построены *дожимные компрессорные станции*. В 1992 введено в разработку *Юбилейное месторождение*, в 1997 – *Ямсовейское месторождение*, что позволило предприятию удерживать годовой объем добычи газа на прежнем уровне. Ежегодно «Н.» добывает ок. 200 млн. м³ газа в сут, или ок. 70 млрд. м³ в год. С 1971 по 2002 на рос. рынок и на экспорт было поставлено ок. 2 трлн. м³ газа.

В состав «Н.» входит 17 филиалов, крупнейшие из к-рых Медвежинское газопромышленное упр-ние, Надымское нефтегазодобывающее упр-ние, Ямальское газопромышленное упр-ние, Надымское упр-ние технологии, транспорта и спец. техники.

Гл. задача ООО – обеспечение рациональной системы разработки Медвежье-го, Юбилейного и Ямсовейского м-ний, качественной подготовки к обустройству *Бованенковского месторождения, Харасавейского месторождения и Новопортовского месторождения*. Кроме того, делается ставка на наращивание геолого-разведочных работ в Надым-Пур-Тазовском (Восточно-Медвежье, Пангодинское м-ния) и Ямальском (Бованенковское, Харасавейское, Новопортовское м-ния) регионах.

Особое внимание уделяется проблемам бережного отношения к природной среде Крайнего Севера, ландшафты к-рого подвергаются техногенному воздействию. Созданный в 1993 научно-технич. центр и экологич. служба предприятия осуществляют ряд эффективных природоохранных мер, позволяющих предотвратить ухудшение общей экологич. обстановки.

На взаимовыгодных условиях развиваются партнерские отношения «Н.» с коренным нас. Ямало-Ненецкого авт. округа, с предприятиями традиционных отраслей.

«Н.» является градообразующим предприятием г. Надым и пос. Пангоды. На балансе предприятия состоят важные соц. объекты этих населенных пунктов. Большое внимание предприятие уделяет соц. вопросам.

В. И. Кононов.

НАДЫМ-ПУРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Надым-Пур-Тазовский нефтегазоносный регион*.

НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РЕГИОН – расположен в междуречье рр. Надым, Пур и Таз, на территории южных и центр. районов Ямало-Ненецкого авт. округа. Общая пл. перспективных земель 360 тыс. км². Включает Надым-Пурскую (рис. 1) и Пур-Тазовскую (рис. 2) и частично на Ю. региона Среднеобскую, Васюганскую и Пайдугинскую нефтегазоносные области (НГО) *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*.

Первое газовое Тазовское м-ние открыто в 1962 в сеноманских отложениях верх. мела. Первые притоки нефти получены в 1967 на *Губкинском месторождении* из верхнеюрского горизонта Ю₁.

К нач. 2003 в регионе открыто 150 м-ний углеводородов, из них 28 газовых и газоконденсатных, 63 газоконденсатно-нефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтегазовых, остальные – нефтяные. Скопления *свободного газа* разведаны на 91, а нефти св. 120 м-ниях. Суммарные начальные геологич. запасы *свободного газа* составляют св. 37 трлн. м³, нефти – 17,1 млрд. т. Наиболее значительные запасы газа сосредоточены в нижнемеловых породах (трлн. м³): альб-сеноманском (24,7), неокомском (7,2) продуктивных комплексах, ачимовской толще (берриас – ниж. валанжин, 2,9). В др. меловых комплексах (турон – сенон, апт) и юрских породах открыты газовые и газоконденсатные залежи с суммарными запасами 2,2 трлн. м³ (из них 0,5 в газ-салинской пачке Харампурского м-ния).

Наиболее крупные по запасам газа (трлн. м³): *Уренгойское месторождение* с Ен-Яхинским и Песцовым (12,5), *Ямбургское месторождение* (7), *Заполярное месторождение* (3,6), *Медвежье месторождение* (2,3), *Северо-Уренгойское месторождение* (1,1), Комсомольское (0,8), *Южно Русское месторождение* (0,8). Наиболее значительные геологич. запасы нефти сосредоточены на Русском (1,5 млрд. т), Б. Уренгойском (1,3), Северо-Комсомольском (1), Суторминском (0,6), Тазовском (0,5) м-ниях. Запасы нефти сравнительно равномерно размещены по продуктивной части разреза от сеномана до ср. юры (максимум в неокомском комплексе – 8,5 млрд. т).

Общая мощность осадочного чехла в регионе увеличивается с Ю. на С. от 3,5 до 8 км. Выделяются крупные тектонич. структуры: Северный свод, Медвежий,

Нижнепурский, Тазовский и Мессояхский мегавалы, Ямбургское куполовидное поднятие, Харампурский и Етыпуровский валы и др., разделенные впадинами и прогибами (Танловской, Нерутинской, Большехетской и др.).

В регионе выделено несколько *нефтегазоносных комплексов* (НГК).

Альб-сеноманский НГК является ведущим по разведанным и предварительно оцененным запасам. Его подошва залегает на глуб. 500–1200 м (пластовая темп-ра пород 15–32 °С), а кровля – на глуб. 1200–2000 м (35–55 °С). Отмечается резкое преобладание запасов и ресурсов газа над запасами и ресурсами нефти. Нефтегазовые и в меньшей степени газонефтяные залежи выявлены в сеноманских отложениях на Русском, Северо-Комсомольском, Тазовском, Западном и Восточно-Мессояхском м-ниях.

Пластово-массивные залежи крупнейших по запасам скоплений газа в сеноманских горизонтах ПК_{1–6} приурочены к наибольшему по площади и амплитуде *ловушкам*, коэф. заполнения к-рых газом составляет 0,6–0,95.

На С. нефтегазоносной провинции комплекс характеризуется оптимальным для газонакопления сочетанием генерационного, миграционно-аккумуляционного и консервационного факторов и макс. величинами определяющих их параметров (повышенная угленасыщенность разреза, макс. песчаность и проницаемость коллекторской толщи, наиболее значительные по полезной емкости ловушки, макс. мощность региональной покрывки и др.). Вследствие этого комплекс обладает наивысшим потенциалом газонности и максимальной степенью концентрации разведанных запасов и потенциальных ресурсов *свободного бесконденсатного газа*.

В песчано-алевролитовых разностях пород фоновые величины открытой пористости 28–34%, а проницаемости 0,1–1,0 мкм². Притоки газа 400–1000 тыс. м³/сут, нефти – не превышают 5–15 т/сут.

Степень концентрации разведанных запасов газа и нефти в породах неоккома ниже, чем в альб-сеноманском НГК. Единичные разведанные запасы в этих породах не превышают 300 млрд. м³, за исключением залежей горизонтов БУ₈ (Уренгойское м-ние), БУ₈^{1–2} (Ямбургское) и БТ_{6–8} (Заполярное).

В отложениях неокком-аптского НГК развиты разнообразные пластовые сводовые и несводовые литологически, тектонически и эпигенетически экранированные залежи углеводородов, но численно и по разведанным запасам преобладают пластовые сводовые. В большинстве м-ний с увеличением глинистости и литологич. неоднородности неоккомской толщи вниз по разрезу увеличивается число скоплений в сложно построенных ловушках, латеральными экранами в к-рых служат глины или уплотненные (карбонатизированные) участки (результат фациального замещения проницаемых горизонтов), а также отмечается снижение

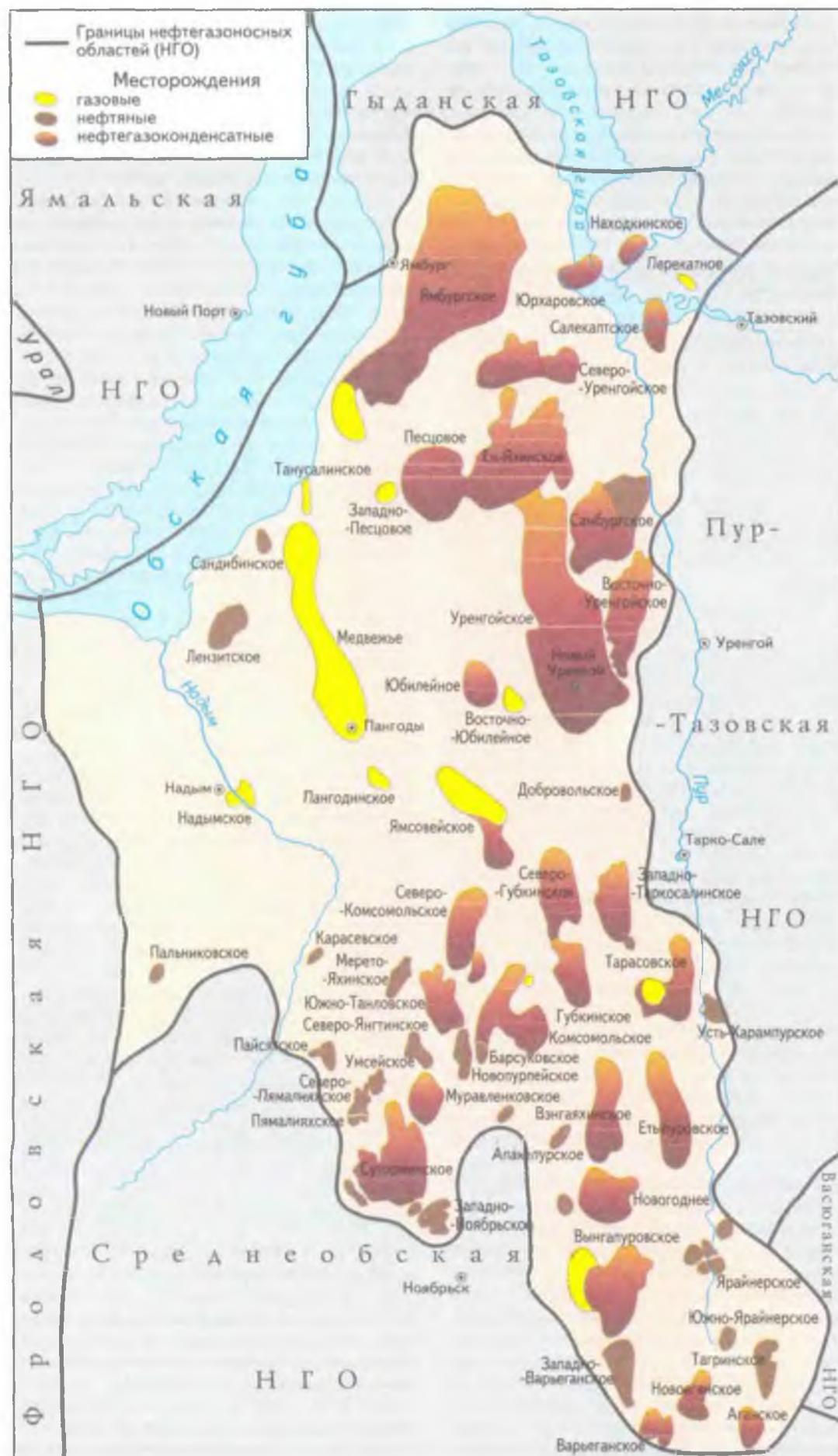


Рис. 1 Надым-Пурская нефтегазоносная область.

толщины продуктивных горизонтов и уменьшение полезной площади ловушек внутри замкнутого контура структур.

Фоновые значения открытой пористости аптских песчано-алевролитовых по-

род 22–28% и проницаемости 0,10–0,30 мкм², в низах неокома до 16–20% и 0,01–0,10 мкм² соответственно. Дебиты газа и нефти из неокомских горизонтов соответственно 50–100 тыс. м³/сут и 10–

15 м³/сут, а из аптских горизонтов 300–500 тыс. м³/сут и до 50 и более м³/сут.

В Надым-Пурской НГО дебиты газа м-ний от 47 до 500 тыс. м³/сут (в единичных случаях св. 1,0 млн. м³/сут), потенциальное содержание конденсата от 10 до 200 г/м³, дебиты нефти в осн. до 50 м³/сут. Пластовое давление залежей соответствует гидростатическому давлению, в отд. районах в низах валанжина превышая его на 1,5–3,0 МПа (Уренгойское, Ямбургское м-ния).

В Пур-Тазовской НГО дебиты газа 42–476 тыс. м³/сут, нефти 1,8–176 м³/сут, потенциальное содержание конденсата 90–223 г/м³. Пластовые давления залежей соответствуют гидростатическому, несколько превышая его в литологически экранированных залежах.

В ачимовской толще региона залежи углеводородов открыты в 42 м-ниях, количественно преобладают нефтяные залежи, по геологич. запасам – газоконденсатные. Мощная зона газонакопления открыта и частично разведана на вост. склоне Уренгойского мегавала.

В юрском продуктивном НГК по числу залежей и геологич. запасам нефть преобладает над газом. На нач. 1993 начальные потенциальные ресурсы традиционных источников газа оценивались в 62,4 трлн. м³, а вместе с Приенисейской зоной – в 64,6 трлн. м³, из них 39,5 трлн. м³ – в альб-сеноман-сенонских породах. Кроме того, по расчетам ВНИИгаза, плотные низкопроницаемые коллекторы ачимовской толщи и юры, находящиеся в жестких термоглубинных и катагенетич. условиях, содержат огромные ресурсы нетрадиционных источников природного газа, значительно превышающие традиционные ресурсы.

В период с нач. 1970-х гг. до 2001 включительно на м-ниях региона добыто св. 10 трлн. м³ газа, в т. ч. из сеноманских залежей св. 9. Большую часть добычи дала сеноманская залежь Уренгойского м-ния (св. 4 трлн. м³).

К нач. 2002 в регионе разрабатывались 16 м-ний: Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Вынгапуровское, Комсомольское, Западно-Таркосалинское, Северо-Уренгойское, Губкинское, Ямсовейское, Юбилейное, Барсуковское, Южно- и Северо-Соленинское, Береговое, Заполярное и Тазовское. Суммарная добыча нефти составила 482,6 млн. т, в т. ч. 113,2 – на Суторминском м-нии. Т. к. наиболее крупные сеноманские залежи газа (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское м-ния) вступили в период падающей добычи, перспективы дальнейшего развития газодобычи связаны с разработкой разведанных запасов в неокоме и проведением геолого-разведочных работ для подготовки новых запасов.

Значительная часть газового потенциала меловых продуктивных комплексов реализована (в запасах и добыче), поэтому перспективы газоносности нижнемеловых пород связаны с поисками и разведкой лишь небольших газосодержащих залежей преим. во впадинах, прогибах и сравнительно малоперспективных окра-

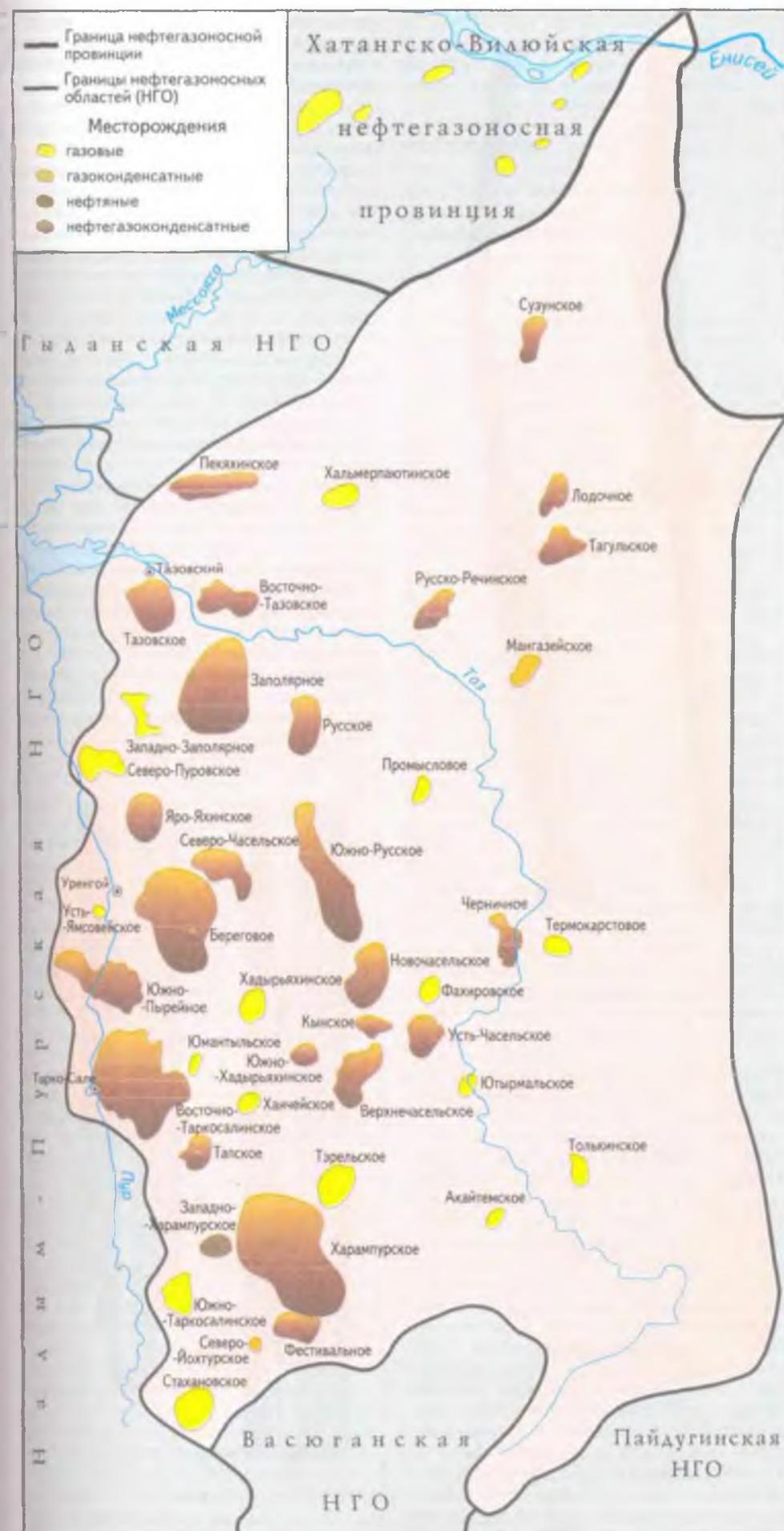


Рис. 2. Пур-Тазовская нефтегазоносная область.

инных районах, а также с ачимовской толщей сев. районов центр. части региона. Наиболее значительные неоткрытые ресурсы углеводородов предполагаются в юрском НКГ.

Лит.: Конторович А.Э. и др., Геология нефти и газа Западной Сибири, М., 1975; Ермаков В.И. и др., Геологогеохимические и тектонические факторы прогноза газонасыщенности севера Западной Сибири, М., 1997.

В. А. Скоробогатов.

НАЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД – комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидких или твердых продуктов, прокладываемый на участках с высоким уровнем грунтовых вод, болот и т. п.

Н. т. может быть незаглубленным (расстояние от оси трубы до поверхности грунта не менее $0,2 D_n$, где D_n – наружный диаметр трубы) или полузаглубленным (расстояние от верхней образующей трубы до поверхности грунта менее $0,6 D_n$). Незаглубленные и полузаглубленные трубопроводы бывают открытыми (без обвалования), в насыпи и плавающими. Н. т. состоит из прямолинейных и компенсационных участков.

Прямолинейные участки укладываются непосредственно или на поверхность грунта, или на небольшую подсыпку грунта толщиной 10–20 см, или на слой геотекстиля, а при необходимости на теплоизоляционный конструктивный слой. При пересечении обводненных болот и небольших по глубине и протяженности водоемов при отсутствии в них течения трубопровод с положительной плавучестью можно укладывать непосредственно на поверхность водоема. Прямолинейные и компенсационные участки в этом случае находятся на плаву. В ряде случаев прямолинейные участки могут быть уложены на грунт, а *компенсаторы* могут быть на плаву.

Для организации направленных перемещений, вызванных изменением длины Н. т., на прямолинейных участках по обе стороны (в плане) от трубы устанавливаются направляющие и ограничивающие упоры из железобетонных свай или др. конструкций. В середине прямолинейных участков (между соседними компенсационными участками) устанавливаются неподвижные упоры разл. конструкции, ограничивающие перемещения трубопровода. В качестве направляющих и ограничивающих упоров могут быть использованы стенки траншеи, насыпи и др. грунтовые сооружения.

На трассе Н. т. предусматривается устройство на пониженных участках водопропускных сооружений, выполняемых из металлических или железобетонных труб либо в виде открытых каналов под трубопроводом. Водопропускные сооружения могут совмещаться с надземными компенсационными участками. На *надземном трубопроводе* предусматривают сооружение переходов (проходов) и переездов.

При пересечении участков трассы, сложенных пучинистыми или вечномерзлыми просадочными грунтами, для уменьшения теплового воздействия на грунт

трубопровод укладывают на теплоизолирующий слой. Метод сооружения Н. т. зависит от его конструктивных решений. При стр-ве незаглубленного трубопровода, если необходимо, сооружаются подсыпка, лежневая выстилка. Трубопровод сваривается в нить и укладывается на подготовленное основание. Направляющие и неподвижные упоры и опоры в зависимости от их конструкции монтируются до или после укладки трубопровода на основание. Изоляционные работы производятся до укладки трубопровода на основание, к-рое сооружается в осн. насыпным способом. При сооружении полузаглубленного трубопровода вначале роется траншея требуемой глубины. После этого трубопровод сваривается в нить, изолируется, укладывается в траншею и, если необходимо, обваловывается.

При сооружении плавающих трубопроводов на сильно обводненных болотах сначала сооружается траншея или канал (экскаватором или взрывным способом). Трубы свариваются в секции, к-рые укладываются в траншею с водой укладочной колонной, либо протаскиваются по каналу при помощи лебедок.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

НАЗНАЧЕННЫЙ РЕСУРС газопровода, см. в ст. *Надежность газопровода*.

НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ – способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Применяется при бурении на нефть, газ и твердые полезные ископаемые. Технологически связано с *кустовым бурением*, *многозабойным бурением* и *горизонтальным бурением*.

Наиболее эффективно Н.-н.б. применяется при разработке м-ний в акваториях, в болотистых или сильно пересеченных местностях и в случаях, когда стр-во буровых может нарушить условия охраны окружающей среды. Н.-н.б. применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении ниж. части ствола вдоль *продуктивного горизонта* с целью увеличения дренажа.

Н.-н.б. нефтяных и газовых скважин осуществляется по спец. профилям. Профили скважин могут варьироваться, но при этом верх. интервал ствола наклонной скважины должен быть вертикальным, с последующим отклонением в заданном азимуте.

Известны два способа Н.-н.б. на нефть и газ. Первый применялся с нач. 20 в. в США. Представляет собой прерывистый процесс проводки скважин с использованием роторного бурения. С забоя скважины долотом меньшего диаметра, чем диаметр ствола, забуривается углубление под углом к оси скважины на длину бурильной трубы с помощью съемного или несъемного клинового либо шарнирного устройства (рис. 1). Полученное т. о. направление углубляется и расширяется. Дальнейшее бурение ведется долотом норм. диаметра с сохранением направления с помощью компоновки низа *буриль-*

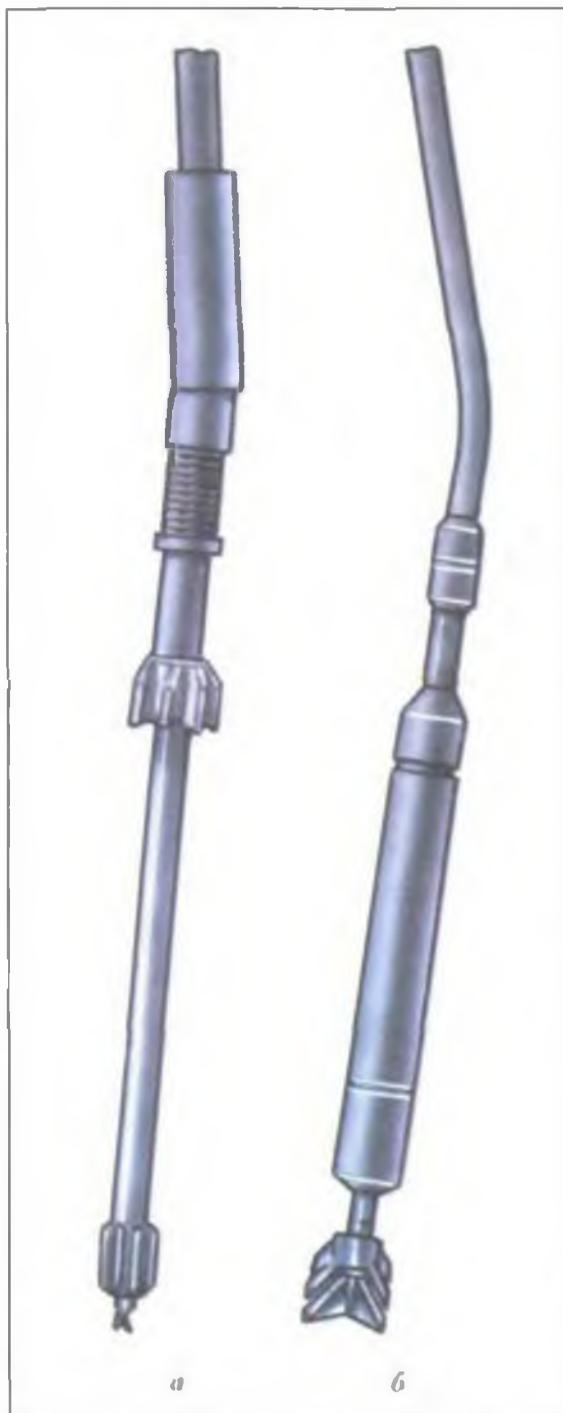


Рис. 1. Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении: а – шарнирный; б – клиновой.

ной колонны, оснащенной опорно-центрирующими устройствами (калибраторами, центраторами и стабилизаторами).

Второй способ предложен в быв. СССР Р. А. Иоаннесяном, П. П. Шумиловым, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом в нач. 1940-х гг. и основан на использовании *турбобура* либо др. *забойного двигателя*. Этот способ представляет собой непрерывный процесс набора искривления и углубления скважины долотом нормального диаметра. Для набора искривления используется такая компоновка низа бурильной колонны, при к-рой на долото в процессе бурения действует сила, перпендикулярная его оси (отклоняющая сила). В этом случае весь процесс Н.-н.б. сводится к упорному отклоняющей силой в нужном азимуте. Создание отклоняющей силы может осуществляться разл. путями. Если турбобур односекционный, то для получения необходимой отклоняющей силы достаточно иметь над турбобуром переводник

с перекошенными резьбами. При пропуске турбобура в скважину изогнутая часть компоновки над турбобуром за счет упругих деформаций стремится выпрямиться, а в сечении изгиба возникает момент силы. Отклоняющая сила в этом случае равняется моменту силы, разделенному на расстояние от сечения изгиба до долота. Интенсивность набора угла искривления невысокая, а предельный угол искривления – менее 30° . Для более интенсивного набора искривления сечение изгиба, где возникает момент упругих сил, переносят ближе к долоту. Для этой цели применяются спец. отклоняющие устройства: турбинные отклонители (рис. 2), шпindelь-отклонители, винтовые (объемные) двигатели для бурения наклонных и горизонтальных скважин и механизмы искривления *электробура*.

На интенсивность набора угла искривления влияет также частота вращения долота и скорость подачи бурильной колонны в процессе бурения. Чем выше частота вращения долота и чем меньше скорость подачи бурильной колонны, тем интенсивнее (под действием отклоняющей силы) происходит фрезерование стенки скважины и тем интенсивнее искривление. Наибольшая интенсивность искривления может быть получена при применении в ниж. части турбобура эксцентричного ниппеля, к-рый позволяет выводить ствол скважины в горизонтальное положение.

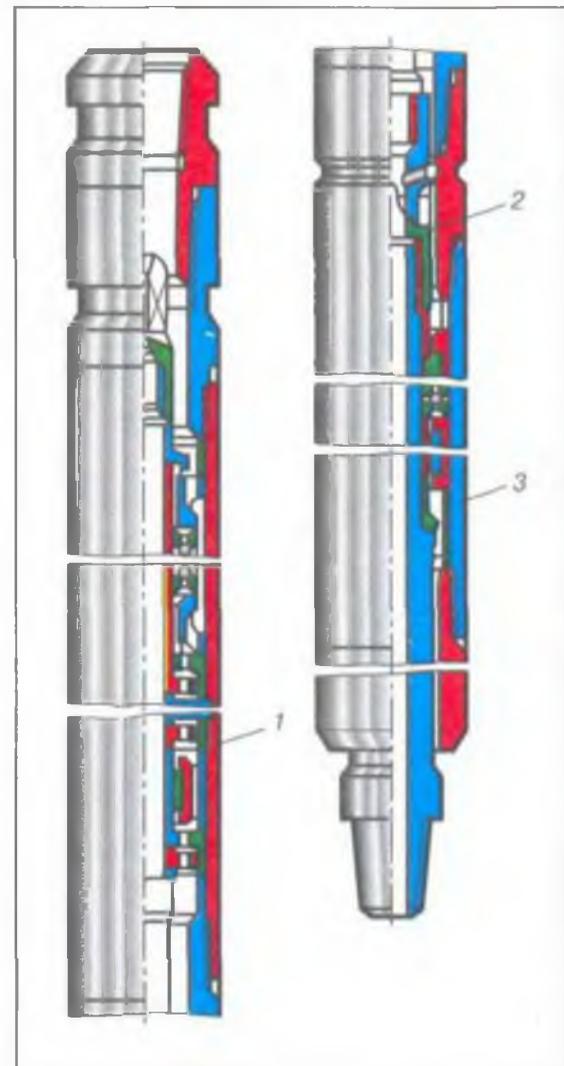


Рис. 2. Конструкция турбинного отклонителя: 1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпindelьная секция.

Прямолинейные наклонные участки ствола скважины бурятся с компоновками, оснащенными стабилизирующими устройствами. Ориентирование отклоняющей силы в нужном азимуте может осуществляться визирным спуском бурильной колонны либо с помощью инклинометра при установке над турбобуром диамагнитной трубы и магнитным устройством, расположенным в плоскости действия отклоняющей силы. Эти методы ориентирования отклоняющей силы должны учитывать угол закручивания бурильной колонны, возникающий из-за реактивного момента турбобура, что в некоторой степени отражается на точности ориентирования.

С 1970-х гг. распространяются системы телеконтроля, позволяющие в процессе бурения контролировать направление действия отклоняющих компоновок.

Для решения задач Н.-н.б. имеется большое кол-во компьютерных программ, с помощью к-рых можно рассчитать параметры проектного и фактич. профиля скважины, отклонителей и компоновок низа бурильных колонн (КНБК), определять корректировку профиля скважины.

Расчет с помощью спец. программного обеспечения включает в себя подготовку исходных данных, ввод этих данных, анализ результатов расчета, принятие решения о проведении повторных расчетов или использование полученных результатов для проектирования. Спец. программное обеспечение бурения кустовых, многозабойных, горизонтальных и разветленно-горизонтальных скважин включает след. программы: «Проектный профиль» (расчет 12 типов профиля скважины, в т. ч. профиля с участками естеств. искривления); «Горизонт» (расчет 5 типов профиля горизонтальной скважины, горизонтальный участок к-рой может быть в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, прямолинейным или волнообразным); «Оптимальный профиль» (расчет профиля скважины с миним. силой сопротивления при перемещении бурильной или *обсадной колонны* в стволе, а при горизонтальном бурении учитываются направляющая и горизонтальная части профиля скважины); «Оптимальная КНБК» (проектирование оптимальных неориентируемых компоновок для изменения или стабилизации зенитного угла ствола скважины); «Отклонитель» (расчеты отклоняющих систем с учетом нескольких опорных элементов); «Траектория» (расчет координат фактич. профиля на основании инклинометрич. измерений и определение параметров траектории); «Прогноз» (прогнозирование координат конечной точки профиля скважины при бурении по любой заданной траектории); «Азимут» (расчет пространств. профиля скважины и угла установки отклонителя); «Корректирование» (определение погрешности наведения ствола в проектную цель).

Программы, входящие в пакет спец. программного обеспечения Н.-н.б., име-

ют встроенные средства контроля входа исходной информации, инструкции по эксплуатации, а также контекстную помощь при вводе исходных данных.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НАПРАВЛЕНИЕ геолого-разведочных работ, см. *Плей*.

НАРУЖНЫЙ ГАЗОПРОВОД, см. в ст. *Газораспределительная сеть*.

НАСАДОЧНЫЕ КОЛОННЫ, см. в ст. *Колонное оборудование*.

НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ магистральных конденсатопроводов – единый комплекс, включающий насосное и вспомогательное оборудование, обеспечивающий транспортирование *нестабильного конденсата*. В состав Н.с. входят: осн. и вспомогательные (подпорные, резервные и т. п.) насосы, сеть технологич. трубопроводов, *запорная арматура* и узлы переключения.

Для ускорения стр-ва Н.с. применяют блочно-комплектные конструкции. Все оборудование, технологич. установки и аппаратура компонуются в виде блоков, к-рые собирают на сборочно-комплектовочных базах строительных организаций, испытывают и доставляют на площадки.

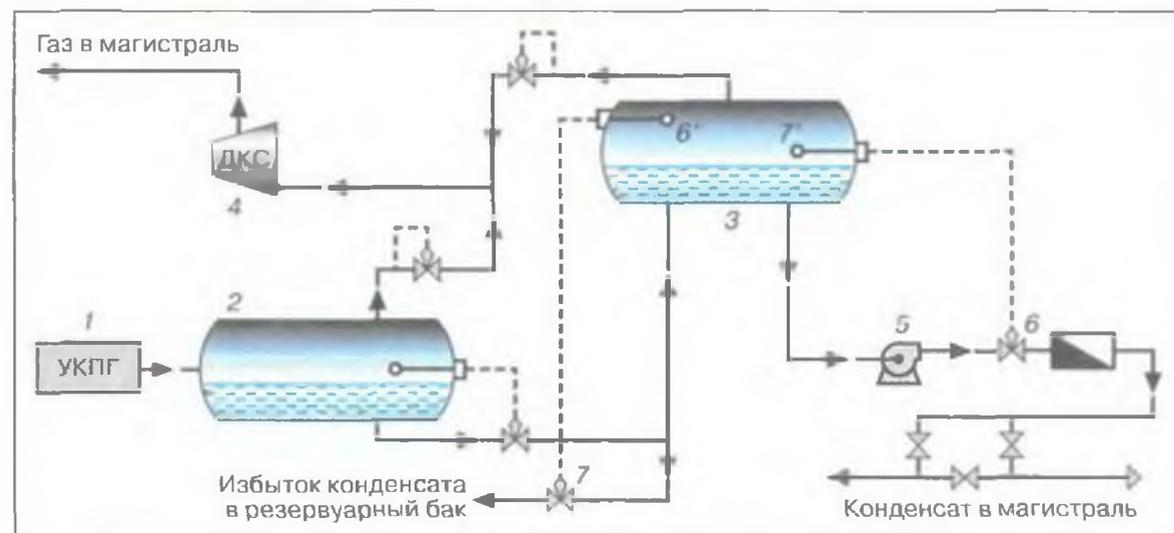
Различают головные и промежуточные Н.с., расположение к-рых на трассе определяется гидравлич. расчетом. Головные Н.с., находящиеся в начале эксплуатационных участков, снабжаются резервуарными парками, предназначенными для обеспечения бесперебойной работы *конденсатопровода*. Н.с. оборудуют магистральными насосами, соединенными в осн. последовательно. В качестве привода применяются газовые турбины, двигатели внутр. сгорания (дизели) и электродвигатели. *Надкavitационный напор* насосов на входе осн. агрегатов создается на головной Н.с. работой подпорных насосов, на промежуточных Н.с. – за счет неиспользованного напора предыдущей Н.с.

Опыт эксплуатации конденсатопроводов показал, что наиболее уязвимым звеном в них являются Н.с., и большинство нарушений их нормальной работы

обусловлено несовершенством схемы технологич. обвязки насосных агрегатов.

Осн. требования, предъявляемые к схеме обвязки насосов, – обеспечение однофазности потока и необходимого избыточного (по отношению к *давлению насыщения* конденсата) напора во всасывающем коллекторе насосов. Состав вспомогательного оборудования Н.с. должен обеспечивать выполнение указанных требований независимо от возможных отклонений технологич. режимов работы промышленных установок сбора и подготовки конденсата к транспорту, а также самой транспортной магистрали. Для этого головная Н.с. оснащается узлом частичной дегазации конденсата, а также системой обеспечения надкavitационного напора. Оба эти звена Н.с. состоят из нескольких параллельно работающих аппаратов. Узел дегазации конденсата, кроме своего прямого назначения, выполняет также функции аккумулятора жидкости для увязки неравномерного поступления конденсата на головные сооружения со сравнительно постоянным режимом работы конденсатопровода и потребителя – *газоперерабатывающего завода*.

Принципиальная схема головной Н.с. представлена на рис. Конденсат с установок комплексной подготовки газа (1) на промысле подается в узел частичной дегазации (2). На входе в узел дегазации нестабильный конденсат находится в 2-фазном состоянии при давлении ок. 4–5 МПа. На узле дегазации газоконденсатная смесь дросселируется до давления 2,5–3 МПа и разделяется на газовую и жидкую фазы. Газ направляется на *дожимную компрессорную станцию* или эжекторные установки и далее в *магистральный газопровод*. Конденсат из емкостей дегазации (2) направляется в систему обеспечения надкavitационного напора (3), где происходит окончательное разделение газа и конденсата. Выделившийся газ сбрасывается во всасывающий коллектор дожимных установок (4), а нестабильный конденсат на вход насосов (5) и далее в магистральный конденсатопровод. Подпорные емкости (3) располагаются на уровне, обеспечивающем



Принципиальная схема головной насосной станции: 1 – установка комплексной подготовки газа; 2 – узел частичной дегазации; 3 – подпорные емкости; 4 – дожимная компрессорная установка; 5 – насос; 6, 7 – регулирующий вентиль; 6' и 7' – регулятор уровня.

создание необходимого подпора во всасывающем патрубке насосных агрегатов, и давление в них отличается от давления в емкостях дегазации только на величину гидравлич. потерь (обычно не более 0,1 МПа). Это создает благоприятные условия для дегазации конденсата и качеств. разделения 2-фазной смеси на газ и жидкость. Подпорные емкости и емкости дегазации конденсата являются аппаратами многоцелевого назначения. Кроме разделения газоконденсатной смеси и обеспечения надкавитационного напора, указанные емкости используются для регулирования производительности Н.с.

На промежуточных Н.с. (в отличие от головной) отсутствуют узлы дегазации конденсата и ограничен объем резервуарного парка, к-рый выполняет только технологич. функции. Резервуары промежуточных Н.с. рассчитываются на давление 2,5–3,5 МПа и используются для кратковрем. хранения конденсата, сбрасываемого из подпорных емкостей при их переполнении. Объем хранилищ на промежуточных Н.с. принимается равным часовой производительности конденсатопровода. Это обеспечивает возможность выполнения технологич. операций, связанных с остановкой и пуском в эксплуатацию насосных агрегатов без потерь конденсата.

При проектировании и эксплуатации головных сооружений конденсатопроводов необходимо учитывать следующее. Эффективность работы узла дегазации конденсата и подпорных емкостей Н.с. существенно зависит от принятой схемы обвязки емкостей; наличие газовой фазы в конденсате исключает возможность равномерного распределения 2-фазного потока по аппаратам с помощью обычно применяемых схем разводки трубопроводов от общего коллектора. Для равномерного распределения 2-фазной смеси необходимо, чтобы поток распределялся только на два канала, подводящий и распределительный трубопроводы располагались в горизонтальной плоскости и имели одинаковое исполнение для обеспечения гидравлич. соответствия левого и правого звеньев системы. Для узла дегазации конденсата наиболее эффективной является схема параллельно-последовательного расположения емкостей, обеспечивающая равномерное распределение газоконденсатной смеси по аппаратам, хорошие условия сепарации и благоприятный режим работы регуляторов уровня жидкости, устанавливаемых в последней по ходу потока паре емкостей. Узел обеспечения надкавитационного напора также должен быть рассчитан на поступление газоконденсатной смеси и связанные с этим пульсации расхода конденсата, его целесообразно компоновать 2–3 последовательно расположенными емкостями, схема обвязки должна предусматривать подачу газоконденсатной смеси в первую по ходу потока емкость, обеспечивающую разделение фаз. Остальные емкости выполняют функции аккумулятора жидкости, защищают газостойкой

коллектор от выбросов конденсата, а жидкостной – от попадания газа; обеспечивают главное изменение уровня жидкости в последней емкости, что способствует нормальной производительности Н.с.

Г. Э. Одишария.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНАЯ КОЛОННА – предназначена для транспортирования нефти и газа из продуктивного пласта; составляется из *насосно компрессорных труб* путем их последовательного свинчивания.

Длина Н.-к.к. достигает 3000 м, масса – 50 т. Н.-к.к. бывают однорядными или двухрядными. Однорядные колонны обычно применяются при насосном способе эксплуатации, двухрядные – при фонтанном и компрессорном, когда необходимо понизить давление в колонне, чтобы обеспечить приток нефти и газа из пласта. При одновременной эксплуатации нескольких продуктивных пластов Н.-к.к. устанавливаются в скважине параллельно или концентрично. В зависимости от способа эксплуатации Н.-к.к. снабжается спец. оборудованием – *газовыми сепараторами*, пусковыми клапанами, скважинными насосами и др. При фонтанном способе эксплуатации кольцевое пространство между *обсадной колонной* и Н.-к.к. обычно герметизируют путем установки в ниж. части колонны *пакера*, позволяющего разгрузить обсадную колонну от *пластового давления*. На Н.-к.к. действуют разл. нагрузки: внутреннее и наружное давление нефти и газа, собств. масса труб, осевые нагрузки, связанные с установкой пакера, переменные нагрузки, обусловленные работой скважинного насоса, изгибающие напряжения на изогнутых участках скважины и др.

Н.-к.к. теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия под влиянием скорости движения нефти и газа по колонне и работы скважинного насоса. Механич. износ Н.-к.к. связан с периодич. подъемом и спуском колонны в процессе текущего и капитального ремонта скважин, а также с работой насосных штанг в колонне.

Н.-к.к. подвергается *коррозии* под влиянием разл. факторов, действующих в процессе эксплуатации скважины. Для

предохранения Н.-к.к. от коррозии применяют *коррозионно-стойкие стали* для изготовления труб и *ингибиторы коррозии*.

Н.-к.к. подвешивается на фонтанной арматуре или пьедестале, закрепленном на устье скважины. Спуск и подъем Н.-к.к. проводят обычно с помощью передвижных подъемников и агрегатов.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ (НКТ) – трубы, предназначенные для транспорта флюида от забоя к устью скважины в любых осложненных условиях (при наличии коррозионно-активных компонентов, воды, *газового конденсата*, нефти, механич. примесей и т.д.).

НКТ являются одним из осн. элементов скважинного оборудования, обеспечивающих защиту эксплуатационной неизвлекаемой колонны от эрозионного и коррозионного воздействия добываемой продукции. Поэтому их резьбовые соединения должны иметь повышенную прочность и герметичность.

Разработка и применение в газовой отрасли высокогерметичных и высокопрочных НКТ позволили: увеличить глубину спуска труб заданного диаметра в скважинах с повыш. глубиной залегания про-

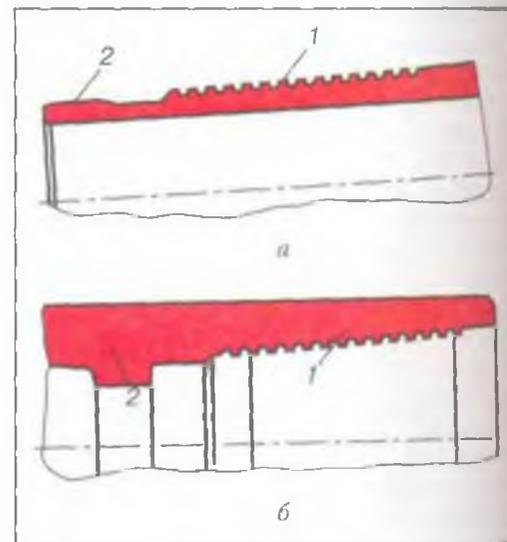


Рис. 1. Конструкция резьбовых соединений: а – безмуфтового на трубе; б – на муфте: 1 – резьба «Тrapeция»; 2 – уплотнительная поверхность.

Таблица 1. Основные типоразмеры насосно-компрессорных труб и резьбовых соединений

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутр. диаметр, мм	Масса, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	37,0	5,5	62,0	9,2	88,9	135	2,5
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	155	4,1
		8,0	72,9	16,0			
102	101,6	6,5	88,6	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	205	7,4

Таблица 2. Прочностные характеристики металла

Наименование показателя	Группа прочности стали					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление не менее, кгс/мм ²	66,8	70,0	70,3	77,3	83,9	101,9
Предел текучести, кгс/мм ² : не менее	38,7	50,0	56,2	66,8	73,8	94,9
	не более	56,2	—	77,3	87,9	116,0
Относительное удлинение не менее, %	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

дуктивного пласта; сократить или исключить межколонные пропуски газа через резьбовые соединения труб.

Конструктивные схемы резьбовых соединений приведены на рис. 1, а (на трубе) и на рис. 1, б (на муфте). При этом резьба «Трапеция» способна выдержать значительно более высокие растягивающие нагрузки по сравнению с обычной, ранее применяемой резьбой треугольного типа. Повыш. герметичность резьбового соединения достигается гл. обр. уплотнением «металл по металлу» в ср. части муфты и торцевой части трубы при свинчивании трубы и муфты с заданным моментом.

Осн. типоразмеры НКТ приведены в табл. 1, а прочностные характеристики металла, из к-рого могут быть изготовлены эти трубы, даны в табл. 2.

Эти трубы широко применяются на скважинах подземных хранилищ газа предприятий «Мострансгаза», «Кавказтрансгаза», «Пермьтрансгаза» и «Югтрансгаза» (диам. 114 мм) и скважинах «Севергазпрома» (диам. 73 мм), «Уренгойгазпрома», «Ямбурггазпрома» и др.

Для добычи газа из скважин, находящихся в особо сложных геокриологич. условиях, разработаны теплоизолированные лифтовые трубы (рис. 2), к-рые позволяют предупредить протаивание околоствольного пространства скважин в зоне высокольдистых недоуплотненных пород, обвалы, потерю устойчивости

крепи, перекосы арматур, образование парафиногидратов, нарушение экологич. равновесия окружающей среды и условий безопасного ведения работ на скважинах. Ликвидация этих явлений требует значительных затрат на проведение ремонтных работ. Высокие требования к теплофизич. свойствам теплоизоляции достигаются за счет применения спец. материалов в герметичной полости между трубами (1) и (3) нефтяного сортамента, вакуумирования полости, применения поглощающего состава (4) и т. д.

В. С. Смирнов.

НАСЫПНАЯ НАСАДКА, см. в ст. *Колонное оборудование*.

НАСЫЩЕННЫЙ КОНДЕНСАТ, см. *Неустойчивый конденсат*.

НАХОДКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазовое – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 65 км к С.-З. от пос. Тазовский. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. М-ние открыто в 1974.

М-ние приурочено к одноименному куполовидному поднятию, находящемуся в пределах Юрхаровско-Находкинской седловины, разделяющей Большехетскую впадину и Парусный мегапрогиб. Фундамент слагают допалеозойские и нижнекембрийские породы. Отложения чехла представлены полифациальными терригенными песчано-глинистыми породами палеозойского и мезозой-кайнозойского возраста.

На м-нии вскрыты 3 продуктивных пласта: в сеноманских (пласт ПК₁) и апт-альбских (пласты ПК₁₆₋₁₇ и ПК₁₈) меловых отложениях. Осн. запасы газа сосредоточены в сеноманских отложениях верх. мела на глуб. 966–1078 м. Продуктивные отложения имеют эффективную газонасыщенную толщину 41,7 м; пористость 31%; газонасыщенность 0,73; начальное пластовое давление 10,27 МПа. Размеры залежи 15,7×22,5 км, высота 104 м. ГВК проводится на абс. отметке –1044 м.

Апт-альбские продуктивные пласты ниж. мела имеют газонасыщенную толщину 5,9–19,4 м; пористость 22–26%; начальное пластовое давление 15,8–16,4 МПа. Залежи массивные, тектонически экранированные.

На нач. 2002 запасы газа оцениваются по категории С₁ в 186,8 млрд. м³, катего-

рий С₂ – 88,3 млрд. м³. М-ние находится в стадии разведки. В. И. Старосельский.

НАЧАЛЬНАЯ ВОДОГАЗОВАЯ ДЕПРЕССИЯ – предельный (критич.) перепад давлений в зоне *газоводяного контакта* между начальным пластовым давлением в водонапорной системе, окружающей газовое м-ние, и давлением в газонасыщенном резервуаре, при превышении к-рого *пластовая вода* начинает продвигаться в газонасыщенную часть.

Эффект Н. в. д. сказывается на том, что в начале разработки ср. давление в газовой залежи падает по законам *газового режима*, т. е. отсутствует заметное влияние вторжения пластовой воды на темп падения *пластового давления*.

Проявление Н. в. д. связывают с особыми физико-химич. явлениями в переходной газоводяной зоне, к-рые препятствуют началу фильтрации воды (т. н. физико-химич. барьер). Для начала движения воды необходимо приложить определенный перепад давления, к-рый позволяет «пробить» (преодолеть) этот природный барьер. Величина Н. в. д. может отличаться для разл. участков залежи, что приводит к неодновременному началу вторжения пластовых вод по поверхности газоводяного контакта.

Лит.: Гриценко А. И. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

НАЧАЛЬНЫЕ СУММАРНЫЕ РЕСУРСЫ (НСР) – суммарное кол-во нефти, газа, газового конденсата и содержащихся в них полезных компонентов, находившихся в недрах какого-либо геологич. объекта (провинции, бассейна, нефтегазоносного комплекса и т. д.) до его освоения. НСР слагаются из разл. по своей изученности и достоверности оценки групп: добычи, накопленной с начала освоения объекта, *запасов* (текущих разведанных и предварительно оцененных) и *ресурсов* (перспективных и прогнозных). Различают полные и оцененные НСР. Полные НСР – все ресурсы геологич. объекта, скопившиеся в нем в результате геологич. и геохимич. процессов в земной коре. При их оценке в количественную оценку прогнозных ресурсов вовлекаются все возможные скопления углеводородов, включая не рентабельные для разведки и разработки. Оцененные НСР включают ресурсы, рентабельные для освоения. В расчетах используют оцененные НСР.

НСР характеризуются структурой, количеств. показателями к-рой, в частности, являются степень использования (доля извлеченных углеводородов) и степень разведанности (доля начальных разведанных запасов в общем объеме НСР).

В. В. Аленин.

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ – деятельность в области пользования недрами на основе гос. регулирования видами пользования недрами. Нормативно-правовую базу Н. составляют закон РФ «О недрах» (принят в 1992 с последующими изменения-

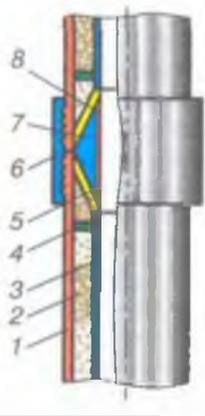


Рис. 2. Конструкция двухстенной теплоизолированной лифтовой трубы: 1 – несущая труба; 2 – теплоизоляция в кольцевом герметичном зазоре; 3 – защитный кожух (внутренняя труба); 4 – поглощающий состав; 5 – торцевая диафрагма; 6 – муфта; 7 – вкладыш; 8 – металлическая втулка.

ми), «О соглашениях о разделе продукции» (1995), «Положение о порядке лицензирования пользования недрами» и другие правовые и нормативные акты федерального уровня и уровня субъектов Российской Федерации.

Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологич. изучения и освоения.

Недра в границах территории Рос. Федерации, содержащиеся в недрах полезные ископаемые и иные ресурсы, являются гос. собственностью. Вопросы владения, распоряжения и пользования недрами находятся в совместном ведении РФ и ее субъектов.

Государственный фонд недр составляют используемые и неиспользуемые участки недр на территории РФ и ее континентального шельфа. Гос. фонд недр также подразделяется на распределенный фонд недр – участки недр, право пользования к-рыми предоставлено в порядке и на основаниях, предусмотренном законодательством о недрах, и нераспределенный фонд недр.

Отд. участки недр, в т. ч. содержащие м-ния полезных ископаемых, обеспечивающие гос. потребности и влияющие на нац. безопасность РФ, могут получать статус объектов федерального значения. Часть м-ний федерального значения может быть включена в федеральный фонд резервных м-ний. Порядок отнесения участков недр к объектам федерального значения, в т. ч. и к федеральному фонду резервных м-ний, условия пользования ими устанавливаются федеральными законами. Согласно Закону «О газоснабжении в Российской Федерации» от 1999, федеральный фонд резервных м-ний газа формируется из числа открытых и разведанных м-ний, для к-рых лицензии на добычу газа не выданы. При включении в федеральный фонд резервных м-ний газа организации, осуществившей поиск и разведку м-ния за счет собств. средств, компенсируются фактич. затраты и прибыль из средств федерального бюджета.

Государственное регулирование отношений Н. осуществляется посредством упр-ния, лицензирования, учета и контроля органами гос. власти РФ и ее субъектов, а также органами местного самоуправления в соответствии с их компетенцией, установленной законодательством. В задачи гос. регулирования входят: определение объемов добычи углеводородов на текущий период и перспективу в целом и по регионам; обеспечение развития минерально-сырьевой базы и подготовка резерва участков недр, используемых для стр-ва подземных сооружений, не связанных с добычей углеводородов; обеспечение геологич. изучения территории РФ, ее континентального шельфа; введение квот на поставку добываемого углеводородного сырья; введение платежей, связанных с использованием недрами, а также регулируемых цен

на отд. виды углеводородного сырья; установление стандартов в области геологич. изучения, использования и охраны недр.

Недра предоставляются в пользование для: регионального геологич. изучения, включающего региональные геолого-геофизич. работы, геологич. съемку, инж.-геологич. изыскания, н.-и. и др. работы, направленные на общее геологич. изучение недр, проводимые без существенного нарушения целостности недр; геологич. изучения, включающего поиски и оценку м-ний полезных ископаемых; стр-ва и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых; разведки и добычи полезных ископаемых; образования особо охраняемых геологич. объектов и сбора геологич. коллекционных материалов. Недра могут предоставляться в пользование одновременно для геологич. изучения и добычи полезных ископаемых. В этом случае добыча может производиться как в процессе геологич. изучения, так и непосредственно после его завершения.

Добытые из недр полезные ископаемые по условиям лицензии могут находиться в федеральной гос. собственности, собственности субъектов РФ, муниципальной, частной и др. видах собственности.

Участок недр на пользование для добычи полезных ископаемых, а также стр-ва и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей, предоставляется пользователю в виде *горного отвода*, границы к-рого определяются с учетом пространств. контура м-ния углеводородов. Пользователь недр, получивший горн. отвод, имеет исключительное право осуществлять в его границах деятельность в соответствии с полученной лицензией. Любая деятельность, связанная с использованием недрами в границах горн. отвода, может осуществляться только с его согласия.

Участку недр, предоставляемому для геологич. изучения, придается статус геологич. отвода, в границах к-рого одновременно могут производиться работы неск. недропользователей. Их взаимоотношения определяются при предоставлении недр в пользование.

При предоставлении в пользование участка недр в соответствии с *соглашением о разделе продукции* (СРП) горн. или геологич. отвод оформляется в границах, определенных этим соглашением.

Пользование отд. участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения нац. безопасности и охраны окружающей среды. Пользование недрами на особо охраняемых территориях производится в соответствии со статусом этих территорий.

Участки недр предоставляются в пользование для геологич. изучения на срок 5 лет, для разведки и добычи газа и нефти – на срок отработки м-ния исходя из технико-экономич. обоснования разработки м-ния, обеспечивающего его рациональное использование. Сроки пользования участками недр исчисляются с

момента гос. регистрации лицензии. Срок пользования участком недр может быть продлен по инициативе пользователя недр при выполнении им оговоренных в лицензии условий и необходимости завершения разработки м-ний или выполнения ликвидационных мероприятий. Порядок продления срока пользования участком недр на условиях СРП определяется указанным соглашением. Без ограничения срока могут быть предоставлены участки недр для стр-ва и эксплуатации подземных сооружений (газо- и нефтехранилищ).

Пользователями недр могут быть субъекты предпринимательской деятельности, в т. ч. участники простого товарищества, иностр. граждане, юридич. лица, если федеральными законами не установлены ограничения предоставления права пользования недрами. Пользователями недр на условиях СРП могут быть граждане РФ, иностр. граждане, юридич. лица, объединения юридич. лиц, создаваемые на основе договоров о совместной деятельности и не имеющие статуса юридич. лица при условии, что они несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из СРП. Права и обязанности недропользователя возникают с момента гос. регистрации лицензии на пользование участком недр, при СРП – с момента вступления соглашения в силу.

Предоставление недр в пользование (кроме регионального геологич. изучения) оформляется специальным гос. решением в виде лицензии (см. *Лицензирование недропользования*).

Задачей государственной системы лицензирования является обеспечение практич. реализации программ развития добывающей пром-сти и минерально-сырьевой базы, защита нац. безопасности РФ, социальных, экономич., экологич. и др. интересов проживающего на данной территории населения и всех граждан РФ, равных возможностей всех юридич. лиц и граждан в получении лицензий, а также необходимых гарантий и защиты владельцам лицензий, в т. ч. и иностранным, развития рыночных отношений, проведения антимонопольной политики в сфере пользования недрами.

Получение права пользования на участки недр проводится с использованием конкурсов и аукционов или на бесконкурсной основе.

Решение о проведении конкурсов или аукционов по лицензированию недр, определение условий их проведения, а также утверждение их результатов принимается органами, предоставляющими право пользования участками недр. Решение об утверждении результатов принимается в течение 30 дней с момента проведения конкурса или аукциона. Информация о предстоящих конкурсах и аукционах и их результатах должна быть опубликована в общероссийских и издаваемых на территории соответствующих субъектов РФ средствах массовой информации.

Осн. критериями для выявления победителя при проведении конкурса на пра-

во пользования участком недр являются научно-технич. уровень программ геологич. изучения и использования участков недр, полнота извлечения полезных ископаемых, вклад в социально-экономич. развитие территории, сроки реализации соответствующих программ, эффективность мероприятий по охране окружающей среды, учет интересов нац. безопасности РФ, при проведении аукциона – размер разового платежа за право пользования участком недр.

Право пользования участками недр может быть получено для различных целей.

Для разведки и добычи полезных ископаемых по результатам конкурса или аукциона, а на безконкурсной основе при установлении факта открытия м-ния полезных ископаемых недропользователем, проводившим геологич. изучение за счет собств. средств, на участках внутр. морских вод, территориального моря и континентального шельфа РФ на основании решения Правительства РФ или на основании совместного решения федерального органа управления гос. фондом недр или его территориального органа и органа исполнительной власти соответствующего субъекта РФ, на территории к-рого расположены участки. В целях обеспечения надежного газоснабжения Правительство РФ может также без проведения конкурса (аукциона) принять решение о передаче м-ния газа федерального резервного фонда собственнику *Единой системы газоснабжения* или собственнику региональной системы газоснабжения.

Для геологич. изучения – на бесконкурсной основе на основании решения федерального органа управления гос. фондом недр или его территориального органа, согласованного с заинтересов. органами исполнительной власти субъектов РФ в соответствии с программами по геологич. изучению недр.

При совмещении видов пользования недрами – геологич. изучения, разведки и добычи – на основе конкурсов и аукционов.

Право пользования недрами прекращается по истечении установленного в лицензии срока ее действия, при отказе владельца лицензии от права пользования недрами, при возникновении определенного зафиксированного в лицензии условия, переоформления лицензии с нарушением условий пользования участком недр, установленным прежней лицензией. Досрочное прекращение права пользования лицензией возможно в случае возникновения непосредств. угрозы жизни и здоровью людей в зоне влияния работ, нарушения недропользователем существ. условий лицензии, систематич. нарушения правил пользования недрами, возникновения чрезвычайных ситуаций.

Право пользования недрами переходит к другому субъекту предпринимательской деятельности в случаях: реорганизации юридич. лица путем преобразования его организационно-правовой формы; присоединения к нему другого юридич. лица или слияния его с другим юридич.

лицом; путем его разделения или выделения из него другого юридич. лица, если вновь созданное юридич. лицо намерено продолжать деятельность в соответствии с предоставленной прежнему пользователю недр лицензией; прекращения деятельности юридич. лица вследствие его присоединения к другому юридич. лицу, если последнее будет отвечать предъявляемым к пользователям недр требованиям.

Юридич. лицо выступает учредителем нового юридич. лица, созданного для продолжения деятельности на предоставленном участке недр, при условии передачи новому юридич. лицу имущества, необходимого для осуществления деятельности, указанной в лицензии, и наличием в уставном капитале нового юридич. лица доли прежнего юридич. лица не менее 50%.

Субъект предпринимательской деятельности может приобрести имущество предприятия – банкрота в порядке, предусмотренном Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)». В случае, если субъект предпринимательской деятельности является юридич. лицом, созданным в соответствии с законодательством РФ, отвечает квалификационным требованиям, предъявляемым к недропользователю, ему также может перейти право пользования недрами.

При переходе права пользования участком недр лицензия подлежит переоформлению. Переоформлению также принадлежит лицензия при изменении наименования юридич. лица пользователя недр. Условия пользования участком недр, установленные прежней лицензией, пересмотру не подлежат.

Недропользователь имеет право использовать предоставленный ему участок недр для любой формы предпринимательской деятельности, соответствующей цели, обозначенной в лицензии или в СРП; самостоятельно выбирать формы этой деятельности, не противоречащей законодательству; использовать добытое минеральное сырье в соответствии с лицензией или СРП, проводить без дополнительных разрешений геологич. изучение недр за счет собств. средств в границах горн. отвода, обращаться в органы, предоставившие лицензию, по поводу пересмотра условий лицензионных соглашений при возникновении обстоятельств, существенно отличающихся от тех, при к-рых лицензия была предоставлена.

Пользователь недр обязан обеспечить соблюдение требований законодательства, а также утвержденных в установленном порядке норм и правил по технологии ведения работ, соблюдение требований технич. проектов, планов и схем развития работ.

Запрещаются или в установленном порядке признаются неправомерными действия органов гос. власти в ограничении доступа к участию в конкурсах и аукционах юридич. лиц и граждан, желающих приобрести право пользования недрами, уклонении от предоставления лицензии победителям конкурса или аукциона, а

также на условиях СРП, замене конкурсов и аукционов прямыми переговорами, за исключением случаев, предусмотренных законом «О недрах» и федеральными законами; дискриминацию пользователей недр, создающих структуры, конкурирующие с доминирующими в недропользовании хозяйств. структурами, и в предоставлении доступа к объектам инфраструктуры и транспорта. Федеральный орган управления гос. фондом недр РФ по согласованию с субъектом РФ вправе устанавливать кол-во, предельные размеры участков недр и запасов полезных ископаемых, предоставляемых в пользование.

Гос. регулирование отношений Н и решение задач развития минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-экономич. и стоимостной оценок м-ний и участков недр. Методики данных оценок утверждаются федеральным органом управления гос. фондом недр.

При пользовании недрами уплачиваются разовые платежи при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии; регулярные платежи за пользование недрами, плата за геологич. информацию, сбор за участие в конкурсе (аукционе), сбор за выдачу лицензий, а также др. налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством РФ. Пользователи недр, осуществляющие добычу газа и нефти, уплачивают налог на добычу в соответствии с налоговым кодексом.

Недропользователи, выступающие стороной СРП, также уплачивают платежи при пользовании недрами в соответствии с законодательством РФ. При заключении СРП предусматривается раздел добытого минерального сырья между РФ и пользователем недр, последний освобождается от взимания отд. налогов и иных платежей в части и порядке, к-рые установлены законом о СРП.

Финансирование регионального геологич. изучения недр осуществляется гос-вом, а лицензирование, поиск, оценка, разведка и добыча полезных ископаемых – за счет средств недропользователя.

Геологическая и иная информация о недрах, полученная пользователем за счет гос. средств, является гос. собственностью, а за счет собств. средств – собственностью недропользователя.

Задачей государственного контроля является обеспечение соблюдения всеми недропользователями установленного порядка пользования недрами, законодательства, утвержденных в установленном порядке стандартов в области геологич. изучения, использования и охраны недр, правил ведения гос. учета и отчетности. Гос. контроль осуществляется органами гос. геологич. контроля, гос. горного надзора во взаимодействии с природоохранительными и иными контрольными органами.

Ю. Н. Батурина, М. И. Михайлова.

НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ – характеризуют не только вязкост-

ные затраты энергии (затраты на трение флюидов о стенки поровых каналов), но и специфич. инерционные затраты. Установлены экспериментально на образцах пористых сред.

Инерционные затраты связаны с неравномерностью истинных скоростей течения в разл. каналах, их изменением в плоскости течения и по длине канала. Иногда инерционные потери наз. «турбулентными» потерями энергии по аналогии течения флюидов в трубах. По определению, «турбулентное течение» в трубах возникает при определенных высоких скоростях течения и характеризуется наличием в потоке вихревых явлений. В поровых каналах турбулентное течение может возникать при больших скоростях течения в крупных по размерам каналах (трещины и пр.). Поэтому физически более правильно использовать термин «инерционные потери» как более общий, ибо нелинейность закона фильтрации может проявляться и при отсутствии явлений турбулентности.

Для аппроксимации используются два вида экспериментальных Н.з.ф.

Степенной закон фильтрации:

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} = \frac{\mu}{k} V^n,$$

Двучленный закон Дююи-Форгеймера:

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} = \frac{\mu}{k} V^n = \frac{\rho}{l} V^2.$$

В вышеприведенных формулах: n – показатель нелинейности закона фильтрации, изменяющийся от 1 (закон Дарси) до 2; ΔX – длина образца пористой среды, м; ΔP – перепад давления на ΔX , МПа; μ – коэф. динамич. вязкости флюида, Па·с; k – коэф. проницаемости образца, мкм²; l – коэф. макрошероховатости пористой среды, м; V – скорость фильтрации, м/с; ρ – плотность флюида, кг/м³.

Поскольку Н.з.ф. являются аппроксимацией результатов экспериментальных исследований на микрообразцах пористых сред, приоритетность их использования в моделях фильтрации неоднозначна.

С физич. т. зр. и теоретич. концепций механики сплошных насыщенных сред, более обоснованным является двучленный закон фильтрации, т.к. позволяет более четко классифицировать общие затраты энергии при фильтрации на вязкостные (силы трения – $\frac{\mu}{k} V$) и инерционные ($\frac{\rho}{l} V^2$) силы.

Отклонение от закона Дарси и переход к нелинейному двучленному закону фильтрации контролируются критич. скоростью фильтрации и критич. значением числа Рейнольдса.

Законы фильтрации используются в математич. фильтрационных моделях разработки газовых м-ний. При этом для б. ч. газонасыщенного резервуара исполь-

зуется закон Дарси, а для *призабойных зон* скважин – Н.з.ф. (двучленный закон).

Лит.: Лапук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природных газов, М.–Л., 1948; Николаевский В. Н. и др., Механика насыщенных пористых сред, М., 1970; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТА в нефтегазопромысловой геологии – пространственная изменчивость его литолого-физич. свойств. Выделяют Н.п. по веществу, составу, *пористости, проницаемости*, уд. электрич. сопротивлению и др. свойствам. Н.п. может характеризоваться разл. показателями: коэф. относительной песчаности, коэф. расчлененности и др. В зависимости от масштаба проявления различают микронеоднородность и макронеоднородность. Под микронеоднородностью понимают изменчивость породы одного литологич. типа, ее структурных характеристик и зависящих от них физич. и коллекторских параметров. Макронеоднородность выражается преим. в смене пород разл. литологич. типов (напр., прослой и линзы глин в песчаном пласте). Она отражается на каротажных диаграммах, а также на профильных геолого-литологич. разрезах, картах мощностей *коллекторов*, расчлененности, прерывистости и др. По существу макро- и микронеоднородность характеризуют два разл. иерархич. уровня оценки геологич. неоднородности продуктивных пластов – изменчивость формы залегания и физич. свойств коллекторов в пределах пласта, горизонта, *эксплуатационного объекта*.

По форме проявления и по направлению различают: зональную Н.п. – связана напр., с выклиниванием или литологич. замещением пород в латеральном направлении; слоистую Н.п. – обусловлена переслаиванием пород одного литологич. типа с отличающимися физич. свойствами или пород разл. типов. По генезису Н.п. может быть «первичной», т.е. проявившейся в процессе седиментогенеза, и «вторичной», возникающей при *диагенезе* и эпигенезе (напр., трещиноватость).

В нефтегазопромысловой геологии наиболее важное значение имеет неоднородность по *фильтрационно-емкостным свойствам*, прежде всего по проницаемости, поскольку она определяет соотношение притоков нефти и газа к забоям скважин, а следовательно, влияет на систему разработки залежи. Н.п. обуславливает продвижение воды при эксплуатации залежи. Н.п. изучается всей совокупностью геологич., геофизич. и газогидродинамич. методов. Первостепенное значение для познания неоднородности имеет детальная попластовая корреляция геолого-геофизич. разрезов скважин. При обработке и интерпретации данных этих методов исследования широко используется математич. статистика.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЬ при проведении поисково-разведочных работ – невозможность оценить достоверность потенциальных результатов поисково-разведочного процесса и последствий принимаемых решений. Н. возникает вследствие вероятностного характера результатов, получаемых в ходе поисково-разведочного процесса, и бывает двух видов: 1-го рода – известен вид функции распределения прогнозируемых результатов; 2-го рода – практически неизвестен. Н. когда перспективны нефтегазопромысловые поисково-разведочного объекта и инвестиционную привлекательность результатов освоения прогнозируемых в открытии м-ний возможно оценить только по аналогии с уже разведанными залежами на основе *бассейнового анализа*. Количеств. оценка начальных потенциальных ресурсов относится к условиям *риска* и Н. 1-го рода, экономич. оценка – к Н. 2-го рода. Последняя характерна для непредсказуемых и быстро меняющихся условий недропользования, для условий нестабильности.

Т. В. Рогова.

НЁПСКО-БОТУОБИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ – входит в состав *Лено-Тунгусской нефтегазопромысловой провинции*. Приурочена к одиночному антеклизе, расположенной в юго-вост. части *Сибирской платформы*. Внешнее юго-вост. ограничение нефтегазопромыслов. обл. – складчато-надвиговые сооружения Предтаомского прогиба. Общая пл. 250 тыс. км².

В пределах области выделяются Вилючанская седловина, Непский свод, Мирнинский выступ и Вилючанское поднятие. Мощность осадочного чехла от 1,7 до 3,5 тыс. м. В разрезе выделяется *3 нефтегазозонных комплекса*: вендский, верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский. Осн. продуктивные горизонты: ботуобинский (венд), преобразованский, осинский и юряжский (венд – ниж. кембрий). Из кембрийского нефтегазозонного комплекса в отд. скважинах получены притоки углеводородов.

В пределах нефтегазопромыслов. области выделены нефтегазозонные районы: Вилючанский, Мирнинский, Пеледуйский, Чонский и Приленский. Всего открыто 18 месторождений. *Чаяндинское месторождение*, *Среднеботуобинское месторождение*, *Верхнечонское месторождение*, Талаканское м-ние и др. связаны с песчаными породами венда. Залежи в карбонатных породах приурочены к среднекаменноугольному, осинскому, юряжскому горизонтам (Непский свод и Вилючанская седловина).

Начальные потенциальные ресурсы газа достигают 5 трлн. м³.

Ю. Б. Сидантьев.

НЕСТАБИЛЬНЫЙ КОНДЕНСАТ, насыщенный конденсат, сырой конденсат, – жидкие углеводороды C₅H₁₂ + высш. в к-рых растворены газовые углеводороды и неуглеводородные компоненты. Выделяется в *установках комплексной подготовки газа* из *пластового газа* при заданных давлении и темп-ре, при к-рых газ отделяется от конденсата.

Таблица. Состав нестабильного конденсата некоторых газоконденсатных месторождений России

Месторождение	Состав газа, % мол.									Плотность, кг/м ³	Мол. масса, кг/моль
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н _{12+высш}	СО ₂	N ₂	H ₂ S			
Бованенковское, пласт ХМ ₂	15,41	2,21	0,07	0,79	80,81	0,04	0,67	–	728	110	
Штокмановское, пласт Ю ₀	4,96	0,18	0,2	0,92	93,68	0,01	0,05	–	739	131	
Уренгойское, пласт БУ ₁₀	26,61	8,36	5,32	1,88	57,01	0,53	0,29	–	630	62	
Заполярье, пласт ВТ ₆₋₈	19,75	7,88	10,03	10,52	51,38	0,41	0,03	–	645	67	
Вуктыльское	35,12	14,11	8,63	2,75	38,9	0,11	0,38	–	630	62	
Зайкинское, пласт Д _у	18,19	14,76	14,15	8,73	42,74	1,25	0,18	–	630	63	
Астраханское	15,77	1,72	1,79	2,1	29,87	8,82	0,14	39,79	660	69	

После сепарации газ поступает в замерное устройство, а затем в газопровод. Конденсат замеряется либо в отд. емкости, либо в самом сепараторе с помощью жидкостных счетчиков. По кол-ву прошедшего через счетчик газа (в м³) и кол-ву скопившегося в емкости конденсата (в см³) определяют кол во Н. к., выделяющегося из 1 м³ газа. В состав Н. к. входят практически все компоненты сырьевого газа, иногда воды и нек-рое количество механич. примесей. Состав Н. к. некоторых газоконденсатных м-ний России представлен в табл.

Первичная переработка Н. к. производится на установках стабилизации конденсата на *газовом промысле*, где получают товарные продукты в виде *стабильного конденсата*, широкой фракции легких углеводородов, разл. сжиженных газов и др.

И. А. Гриценко.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ природного газа – скопления природного газа разл. фазового состава в недрах Земли, *пром. освоение к-рых экономически неэффективно* при использовании современных технологий и текущем уровне мировых цен на энергоносители.

Однозначного и международно признанного определения этого термина не выработано, что затрудняет оценку ресурсов и запасов, содержащихся в этих источниках. Под промышленно значимыми Н. и. природного газа понимают след. виды газовых образований: *природные газовые гидраты*; газы угленосных толщ; водорастворенные газы подземной гидросферы; газы плотных низкопроницаемых формаций; газы глубоких (более 4500 м) м-ний; газы неглубоких (до 500 м) горизонтов. Оценка ресурсов Н. и. по сравнению с ресурсами традиционных газовых м-ний до глуб. 4500 м показана на рис.

Россия обладает всеми видами из перечисленных выше промышленно-значимых Н. и. природного газа. Оценка ресурсов газа (в трлн. м³) до глубины 4500 м, варьирует в след. пределах: газы гидратносных толщ – от 100 до 1000; водорастворенные газы подземной гидросферы – от 50 до 200; газы угленосных толщ – от 20 до 50; газы неглубоких (до

500 м) горизонтов – от 12 до 45; газы плотных формаций – от 50 до 70; газы глубоких м-ний (св. 4500 м) – от 50 до 200.

Значительная часть ресурсов Н. и. природного газа находится в «рассеянном» по разрезу и площади состоянии, что не благоприятствует разработке этих ресурсов. Для успешной разработки этих видов ресурсов необходимо, в первую очередь, искать места концентрации нетрадиционного газа.

По классификации ВНИИгаза Н. и. природного газа подразделяются на две группы: собственно нетрадиционные и псевдонетрадиционные.

К псевдонетрадиционным источникам относятся традиционные скопления газа в свободной фазе, не рентабельные к разработке: газы плотных низкопроницаемых формаций, газы глубоких (св. 4,5 км) м-ний и газы неглубоких горизонтов.

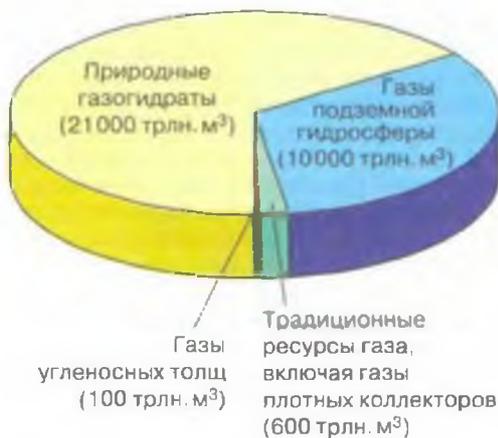
К газам плотных низкопроницаемых формаций принято относить газоносные горизонты, имеющие низкую проницаемость (ниже 0,1 мД), залегающие на глуб. 1000–4500 м. Плотные низкопроницаемые формации, залегающие ниже 4500 м, относятся к глубоким м-ниям. Осн. препятствие для разработки плот-

ных коллекторов – низкая проницаемость матрицы пород, высокая водонасыщенность и сложный фазовый состав газовой смеси. Причем небольшое изменение термодинамич. условий приводит к выделению из газовой фазы углеводородного конденсата и закупорке каналов фильтрации в пласте. В то же время плотные формации чередуются в разрезе с относительно проницаемыми пропластками, что делает возможным извлечение из нетрадиционных коллекторов значительных кол-в углеводородов при их совместной разработке с традиционными залежами. Добыча газа из плотных формаций, залегающих ниже осн. продуктивных горизонтов, может продлить срок работы традиционных м-ний газа на десятки лет. Поэтому плотные формации рассматриваются как один из первоочередных для геологич. изучения Н. и. природного газа.

Газы глубоких (св. 4500 м) м-ний (газовые и газоконденсатные) залегают в газоносных горизонтах в интервале глуб. 4,5–7,0 км (глуб. 7 км принята условно, т. к. разведанность ниже этой глубины весьма низкая).

Часть ресурсов газа глубоких м-ний приурочена к бассейнам с высокой скоростью осадконакопления в неоген-четвертичное время. Обычно это активные предгорные прогибы, где формируются локальные ловушки для аккумуляции углеводородов, мигрирующих в более верх. слои в результате уплотнения пород на больших глубинах (Предкавказский и Предверхоанский краевые прогибы, Прикаспийская вид. и др.).

Но осн. ресурсы природного газа глубоких горизонтов, по-видимому, должны быть приурочены к т. н. *промежуточным комплексам*, к-рые рассматриваются как самостоятельный геологич. объект, формирование к-рого происходило в переходный этап развития земной коры от мобильных складчатых поясов к обстановке относительно стабильной платформы. Они заполняют глубокие каньоны и грабены фундамента, выравнивая сильно расчлененную его поверхность перед накоплением осадочных чехлов. Эти комплексы распространены на всех платфор-



Современные разведанные и предполагаемые ресурсы природного газа до глубины 4,5 км [оценки ВНИГРИ (1988) и Геологической службы США (1998)]

менных территориях мира и залегают на глуб. от 0,5 до 12 км в зависимости от мощности перекрывающих пластов и особенностей тектонического развития региона. В осн. они располагаются на глуб. более 4 км.

Учитывая, что промежуточные комплексы по многим параметрам представляют собой нефтегазоматеринские отложения, флюиды из к-рых в значительной мере отжаты вверх по разрезу, не следует ожидать здесь открытия крупных и гигантских м-ний. Однако мелкие и средние м-ния, особенно с высоким содержанием конденсата, могут быть найдены под местными покрывками промежуточных комплексов.

Низкая пористость и проницаемость глубоких коллекторов, значительная истощенность ресурсов в результате отжата флюидов при погружении и частичной метаморфизации осадков, миграция легких фракций вверх по разрезу вследствие сильной дислоцированности глубоких пластов и отсутствия региональных покрывок (за исключением соленосных отложений) не оставляют возможностей для оптимистичных прогнозов ресурсов на глуб. 4,5–7 км. Ресурсы газа здесь сосредоточены гл. обр. в мелких и средних месторождениях, часто низкопроницаемых, с высоким содержанием конденсата, что снижает коэф. извлечения углеводородов.

Ресурсы газов неглубоких (до 500 м) горизонтов целесообразно разделить на ресурсы газа в *многолетне мерзлых породах* (ММП) и ресурсы газа в *немерзлой области* (при отсутствии ММП в разрезе либо ниже подошвы ММП). В ММП возможно присутствие в их порах природных газовых гидратов, что резко увеличивает уд. газосодержание пород. Ресурсы неглубоких горизонтов изучены довольно слабо, вследствие отсутствия пром. интереса к ним, т. к. низкое давление газа на небольших глубинах не позволяет рассчитывать на высокую плотность запасов и требует значительных энергозатрат на *компримирование* газа до давлений в газовых м-ниях.

Проведенные в разл. областях России исследования показали, что газ неглубоких горизонтов имеет в осн. биохимич. генезис. Причем в мерзлых областях он сконцентрирован не только под естественными литологич. ловушками, но и в *коллекторах без покрывок* в результате многолетнего промерзания разреза с сопутствующим выделением газа из водорастворенного состояния в порах пород и концентрации его под фронтом промерзания. В нек-рых случаях этот процесс сопровождается формированием природных газовых гидратов в порах.

Вмещающими породами для газов неглубоких горизонтов являются пески, супеси и суглинки, часто (особенно в немерзлой области) обогащенные *органическим веществом*. Газ по составу метановый, но встречаются газы с примесью азота и диоксида углерода. Запасы газа отд. гидравлически единых залежей не превышают 100 млн. м³. На глуб. 200–

500 м обнаружены залежи более глубокого, катагенетического газа, но эти случаи редки, хотя их запасы могут достигать несколько млрд. м³.

Псевдонетрадиционные источники предполагается разрабатывать с помощью технологий, применяемых на обычных газовых м-ниях (в осн. методом истощения). Ресурсы, сосредоточенные в псевдонетрадиционных источниках газа Земли, оцениваются в 200–300 трлн. м³ (в осн. за счет потенциальных ресурсов больших глубин). Однако ближайшие перспективы их разработки неясны, причем в стратегич. плане каждый из перечисленных источников имеет серьезные недостатки. Поэтому осн. внимание при долгосрочном планировании обеспеченности ресурсами природного газа уделяется собственно Н. и. газу.

К собственно Н. и. относятся скопления газа с разл. фазовым составом, где кол-во газа, содержащегося в фазе, отличающейся от свободного газа, превышает ок. 5% от общего кол-ва газа в породе (5% – предположительно максимально возможная величина содержания адсорбированного минеральной поверхностью газа): газы угленосных толщ, природные газогидраты и водорастворенные газы подземной гидросферы. Их ресурсы оцениваются в 10 000–30 000 трлн. м³. Для широкомасштабной добычи газа нужны новые технологии разработки, адекватно учитывающие особенности строения коллекторов и фазового состояния нетрадиционного газа.

Выделяют 3 осн. формы (категории) нахождения газа в угленосных толщах по виду их связи с углем: клатратный газ – твердый углеметановый раствор (до 70–90% общего объема метана в угле); адсорбированный газ (5–20%); *свободный газ* (5–12%).

Для перевода в свободное состояние первых двух категорий газа необходимы значительные энергетич. затраты, сопоставимые с энергетич. ценностью добываемого газа (особенно для 1-й категории). Поэтому совр. технологич. предложения по разработке метана угленосных толщ ориентированы в осн. на добычу свободного и частично адсорбированного газа.

Разработку газов угленосных толщ предлагается вести разл. способами: спец. сеткой скважин с поверхности, посредством попутного или предварительного извлечения газа при дегазации угольного массива перед началом добычи угля. Попутное извлечение имеет вспомогательный характер, причем газ, добываемый при опережающей дегазации массива в шахтах или через неглубокие поверхностные скважины, может использоваться только для местных нужд. Более перспективна разработка с помощью спец. сетки добывающих газовых скважин. На первый план при разведке м-ния выходит детальное изучение особенностей геологич. строения угленосной толщи (выделение проницаемых и непроницаемых пластов, пропластков, определение газосодержания и распределения газа по формам связи с углем в разл. пластах,

изучение гидрогеологич. условий и разработка детальной геологич. модели массива). Выбор конструкции, мест заложения скважин и технологии воздействия на пласт зависит от вышеуказанных факторов. Перспективными технологиями воздействия на угленосные пласты являются гидравлический разрыв, применение горизонтальных и многозабойных скважин, а также пневмогидравлич. воздействие (кавернообразование) на пласт. Все эти методы способствуют увеличению радиуса воздействия скважины на пласт, позволяя вовлечь в разработку удаленные от забоя участки угольного пласта. Анализ успешного опыта пром. освоения ресурсов метана угленосных толщ в бассейне Сан-Хуан (США) показывает, что для коммерчески успешной добычи (дебиты более 8000 м³/сут) необходимо наличие достаточной природной проницаемости угольного пласта и существование естественных ловушек свободного газа, вскрытие к-рых скважинами позволяет резко увеличить дебит и довести его до коммерчески приемлемых величин.

Несмотря на весьма значительные потенциальные ресурсы водорастворенного газа, перспективы его извлечения незначительны. Это связано с низким (в среднем) уд. газосодержанием подземных вод и «растянутостью» ресурсов по вертикали. Тем не менее существует набор благоприятных условий, при к-рых разработка водорастворенного газа становится рентабельной. Как правило, это неглубокое (до 1 км) залегание напорных подземных вод с аномально высоким газосодержанием и значительным содержанием в воде дополнительных компонентов (редкоземельные металлы, ценные химич. соединения). Здесь применим метод самоизлива добываемых газонасыщенных вод с их комплексной переработкой и сепарацией выделяющегося газа. Однако низкие давления и дебиты газа, а также большой объем воды, требующей утилизации, препятствуют широкому использованию метода самоизлива. Перспективным представляется способ перепуска глубокозалегающих высокогазонасыщенных вод в верх. горизонты, где присутствуют литологич. покрывки-ловушки для выделяющегося газа с последующей его добычей традиционными для газовой пром-сти способами.

Существуют также предположения о том, что значительная часть запасов традиционных водоплавающих газовых залежей пополняется в результате выделения водорастворенного газа в свободную фазу при понижении давления в газовой части при разработке. Прямых доказательств выделения больших кол-в водорастворенного газа пока не получено.

Кроме собственно водорастворенных газов в подземных водоносных горизонтах присутствуют диспергированные газы (т. е. находящиеся в свободном, пузырьковом состоянии). Эти газы также перспективны для разработки путем перепуска вод нижележащих высоконапорных горизонтов с диспергированными газами в вышележащие водоносные гори-

зоны с высокой проницаемостью. При этом целесообразно вибровоздействие на газонасыщенный пласт.

Лит.: Корценштейн В. Н., Растворенные газы подземной гидросферы Земли, М., 1984; Нетрадиционные источники углеводородного сырья (под ред. В. П. Якушеви), М., 1989; Гинсбург Г. Д., Соловьев В. А., Субмаринные газовые гидраты, СПб., 1994; Зайденварг В. Е., Айруни А. Т., Галазов Р. А. и др., Перспективы промышленной добычи метана из угольных пластов, М., 1995; Якушев В. С., Истомин В. А., Скоробогатов В. А., Перспективы освоения ресурсов нетрадиционных источников газа осадочных бассейнов России и сопредельных стран, М., 1999.

В. С. Якушев, В. А. Скоробогатов,
В. А. Истомин.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОТЕРМИЯ — раздел геотермии, изучающий тепловое состояние литолого-флюидальных мегасистем осадочных бассейнов с установленной или предполагаемой нефтегазонасыщенностью.

Осн. параметрами геотермич. (теплого) состояния горн. пород являются плотность теплового потока (мВт/м^2), теплопроводность [Вт/(м·град)]. Производные параметры, имеющие важнейшее значение для прикладных геотермич. исследований, — *пластовая температура* ($^{\circ}\text{C}$) и *геотермический градиент*. Согласно закону Фурье, плотность теплового потока q пропорциональна градиенту темп-р ΔT :

$$q = -\lambda \Delta T,$$

где λ — коэф. теплопроводности, или просто теплопроводность, зависящий от агрегатного состояния вещества, его темп-ры, давления и т. п.

В геотермии плотность теплового потока определяют по соотношению:

$$q = \lambda \cdot \Gamma,$$

где Γ — геотермич. градиент.

Глубинный тепловой поток, поступающий к поверхности Земли, генерируется в коре и верх. мантии на глуб. примерно до 400 км. Глубже образуется не более 2% величины плотности поверхностного теплового потока. Примерно 10–20% добавляется в тепловой поток за счет естеств. радиоактивности глинистых пород, слагающих верх. слои (3–4 км) земной коры. Первичные геотермич. данные получают при исследованиях на поверхности Земли или в глубоких скважинах. При этом обычно проводятся точечные замеры темп-р в скважинах при опробованиях и испытаниях продуктивных и водоносных горизонтов. При достаточно высоких дебигах флюидов, поступающих в ствол скважины из относительно удаленных частей пласта с неискаженным тепловым полем, измеренные при помощи глубинных электр. или ртутных термометров темп-ры практически не отличаются от истинных пластовых темп-р.

Для высокоточных геотермич. исследований производится непрерывные замеры геотемп-р по всему стволу в выстоянных скважинах. Большинство исследователей считает, что период покоя скважины, необходимый для восстанов-

ления естеств. теплового (температурного) режима, искаженного в процессе бурения, при замерах темп-р с точностью до $0,02^{\circ}\text{C}$ должен составлять в зависимости от глубины, диаметра и продолжительности бурения скважин от 20 до 180 сут. В то же время истинные геотемп-ры глубоких горизонтов вблизи забоя скважины можно измерять через 2–5 сут.

В зависимости от характера геотемпературного поля, масштаба и причин возмущения его стационарного состояния различают вариации и аномалии нормального поля.

Среди вариаций нормального поля различают q , λ и T_0 -вариации, обусловленные соответственно изменениями величин плотности теплового потока, теплопроводности пород, форм наземного рельефа и климатич. темп-р. Аномалии геотемпературного поля вызваны нарушением условий квазистационарной кондуктивной теплопередачи, отвечающих нормальному полю. Это происходящие в недрах физико-механич. и физико-химич. процессы: активный (по разломам) или пассивный (в сублатеральном направлении) тепломассоперенос вследствие миграционного перемещения пластовых флюидов (воды, нефти и газов) с темп-рой выше или ниже пластовой; внедрение интрузивных тел кислого или основного состава; перемещение блоков пород относительно друг друга; складчатость и т. д.

Изменение параметров геотермич. поля связано также со структурным фактором. В пределах локальных структур на платформах и антиклиналях складчатых областей наблюдается повышение величин плотности теплового потока и геотермич. градиентов на 5–20% по сравнению с синклиналиными зонами. Причем оно тем больше, чем больше размеры положительных структур и углы наклона пород на их склонах.

Определенное воздействие на тепловое поле и образование температурных аномалий оказывают процессы нефтегазонакопления и разрушения залежей углеводородов, к-рые могут происходить на фоне застойной гидродинамич. обстановки в глубоководно погруженных горизонтах.

Величины плотности теплового потока обратно пропорциональны периоду времени, прошедшему с момента завершения последнего тектоногеотермич. события, определяющего тектонич. режим осадочных басс. и их частей. Так, для альпийских мегаструктур тепловой поток равен 80 и более, для областей герцинской консолидации — от 45 до 75, для более древних структур — менее 40 мВт/м^2 . Для *Западно-Сибирской плиты* ср. величина его составляет ок. 50 мВт/м^2 , интервал изменения от 29 до 98 мВт/м^2 ; для *Скифской плиты* — $54,2 \text{ мВт/м}^2$.

Лит.: Тепловой режим недр СССР (под ред. Ф. А. Макаренко и Б. Г. Поляка), М., 1970; Ермаков В. И., Скоробогатов В. А., Тепловое поле и нефтегазонасыщенность молодых плит СССР, М., 1986.

В. А. Скоробогатов.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ — наука о подземных водах нефтяных и газовых м-ний. Изучает состав, свойства, происхождение, закономерности пространств. распространения и движения *подземных вод*, их взаимосвязь с вмещающими породами и углеводородными скоплениями. Газ и нефть теснейшим образом связаны с подземной гидросферой, накопившей о них наиболее полную генетич. информацию. Современная Н. г. включает в себя гидрогеохимию, газогидрогеохимию, гидродинамику, геотермию и гидрогеоэкологию.

Как самостоятельное науч. направление Н. г. оформилась в 1930–40-х гг., когда в работах В. В. Сулина (гидрохимия), Г. М. Сухарева (геотермия), А. Н. Силина-Бекчуркина (подземная гидродинамика), В. П. Савченко (водорастворенные газы) были обобщены накопившиеся разрозненные факты о связях подземных вод со скоплениями углеводородов.

Н. г. прошла три осн. этапа своего развития: поисковый, промысловый, экологический.

Особое значение поисковые, промысловые и экологич. гидрогеологич. исследования приобрели в связи с поиском углеводородных скоплений в глубоководных сложно построенных отложениях, с выходом многих нефтяных и газовых м-ний на завершающую стадию разработки, с вводом в эксплуатацию залежей углеводородов со сложным газовым составом, с созданием *подземных хранилищ газа* и возникшими при этом экологич. проблемами. Высокие пластовые давления, большие темп-ры, агрессивные среды, техногенный фактор и т. д. потребовали разработки новых и усовершенствования известных гидрогеологич. методик, технологич. приемов и положений.

Теоретич. основой Н. г. является учение о гидрогеологич. условиях *генерации, миграции, аккумуляции, консервации* и деструкции углеводородов. Проблема гидрогеологич. механизмов миграции и аккумуляции углеводородов является центральной в Н. г.

В. П. Ильченко.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ — нефтяная залежь с *газовой шапкой*; отличается превышением объема нефтяной части единой залежи над газовой. В отличие от *нефтегазоконденсатной залежи*, газовая часть Н. з. практически не содержит жидких углеводородов в состоянии обратного испарения. Газовые шапки в Н. з. бывают первичными и вторичными. Последние образуются за счет выделения газа в свободную фазу в процессе разработки нефтяных залежей в режиме растворенного газа, когда *пластовое давление* становится ниже давления насыщения нефти. Газовая часть Н. з. характеризуется термобарич. параметрами и составом газа, к-рый отличается от растворенного газа контактирующей с ней нефтяной части залежи большим содержанием метана и меньшей концентрацией его гомологов. Осн. параметры нефтяной

части залежи – *давление насыщения*, свойства пластовой нефти, *газовый фактор* и др. Газовые шапки в зависимости от размеров подразделяют на промышленные или непромышленные. В первом случае Н.з. разрабатывается с учетом взаимодействия газовых и нефтяных частей. *Пластовая энергия*, заключенная в сжатом газе газовой шапки, играет большую роль на первой стадии разработки нефтяной части Н.з. (газонапорный режим разработки). Если газовая шапка непромышленная, залежь разрабатывается как нефтяная с растворенным газом.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ЗАЛЕЖЬ – нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. Отличается превышением объема нефтяной части единой залежи над газовой частью и наличием в последней в состоянии обратного (ретроградного) испарения определенного кол-ва бензиново-керосиновых (реже масляных) фракций углеводородов.

Газоконденсатная часть Н.з. характеризуется: пластовыми термобарич. условиями ($P_{пл}$, $T_{пл}$), содержанием *стабильного конденсата*, *давлением максимальной конденсации* при разл. темп-рах, *давлением начала конденсации*, *коэффициентом извлечения конденсата*, составом *пластового газа* и конденсата и т. д.; нефтяная часть Н.з. – *давлением насыщения*, свойствами пластовой нефти, *газовым фактором* и др. параметрами.

Содержание стабильного конденсата в газовой части Н.з. колеблется от десятков до 1000 и более г/м³ (оно выше при близких термобарич. условиях, чем в газоконденсатных залежах без *нефтяных оторочек*) и возрастает с повышением $P_{пл}$; параллельно увеличивается плотность конденсата, содержание ароматич. углеводородов и др.

Разработка Н.з. производится с учетом наличия двухфазной системы и растворенных жидких углеводородов в газовой ее части.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ ЗОНА, нефтегазоносная зона (НГЗ), – совокупность м-ний нефти и газа со схожими условиями образования и локализации, пространственно тяготеющая к относительно обособленным структурно-литологич. элементам разреза. Этими элементами могут быть валы и куполовидные поднятия (на *платформах*), линейные зоны развития антиклинальных структур (в *складчатых областях*), зоны выклинивания пронизаемых горизонтов на моноклиналиях, над- и приразломные участки протяженных разломов, зоны стратиграфич. несогласия, тектонич. окрашивания и пр.

Понятие введено в 1946 рос. геологами И. О. Бродом и Н. Ю. Успенской.

Нек-рые геологи важным признаком зонального нефтегазонакопления считают общность возраста продуктивных толщ и сходство геологич. строения

м-ний (В. Е. Хаин, 1954; Н. Ю. Успенская, 1962; А. А. Бакиров, 1970). Рос. геолог И. В. Высоцкий (1954) предложил различать НГЗ: антиклиналей в складчатых областях, поднятий и рифовых массивов на платформах; регионального выклинивания пластов на моноклиналиях; регионального стратиграфич. несогласия; локальных накоплений песчаных отложений в толще глин, связанных с древними береговыми валами или руслами рек; диапировых и соляно-купольных структур.

Н. Ю. Успенская (1972) рассматривает НГЗ как группу (линейного или площадного распространения) однотипных м-ний нефти и газа, к-рые характеризуются закономерной связью с определенными структурными, палеоструктурными или палеогеографич. элементами, общностью нефтегазоносных свит и сходством условий формирования м-ний.

В. Б. Оленин (1977) зону нефтегазонакопления рассматривает как часть земной коры в пределах ее структурно-обособленного элемента, генезис и строение к-рой обуславливают общность условий формирования заключенных в ней м-ний нефти и (или) газа.

Наибольшее значение среди НГЗ по содержанию запасов углеводородов имеют зоны, связанные с платформенными поднятиями (валами, мегавалами, антиклинальными зонами). В них сосредоточена осн. доля разведанных запасов газа и нефти. НГЗ являются элементами *нефтегазоносных областей* и *нефтегазоносных бассейнов* и имеют ограниченную площадь (до 5–10 тыс. км²).

В случае полного преобладания газа в запасах зоны она наз. *газонакоплением зоной*. В. А. Скоробогатов.

НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ (ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ) ОБЛАСТЬ (НГО) – нефтегазоносная территория, приуроченная в осн. к единому крупному структурному элементу (своду, крупному поднятию, впадине). Иногда для выделения НГО используют общность стратиграфич. диапозона и литолого-фациальных условий нефтегазонакопления в пределах части крупнейшего структурного элемента или группы структурных элементов ср. порядка. Обычно площадь НГО составляет 25–12 тыс. км². НГО – обычно часть *нефтегазоносной провинции* (напр., Надым-Пурская НГО *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*), реже – самостоятельный элемент *нефтегазогеологического районирования* (вне провинции), иногда совпадает по объему с *нефтегазоносным бассейном* или является частью последнего, когда в качестве нефтегазоносного басс. выступает мегабассейн.

По фазовому состоянию углеводородов НГО условно считаются территориями преимуществ. газонакопления (св. 90% ресурсы газа) или нефтенакопления (св. 90% нефти), а также газонефтеносными либо нефтегазоносными (определяющие углеводороды св. 50, но менее 90%). Чисто газо- или нефтеносные области встречаются редко.

Н. А. Крылов.

НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ (НГП) – территория, приуроченная к одному крупному (мегабассейну) или нескольким смежным седиментационным бассейнам, выполненным достаточно мощной толщей метаморфизованных осадочных пород, в к-рых формируются и сохраняются м-ния углеводородов. В этих территориях благоприятно сочетаются в течение геологич. времени генерационные, миграционно-аккумуляционные и консервационные условия для большого числа различных по строению, величине запасов и фазовому состоянию м-ний углеводородов. Внеш. границей НГП является линия, оконтуривающая земли с фактически установленной и предполагаемой нефтегазоносностью.

Впервые НГП были выделены Э. Вудрофом (1919) и Ч. Шухертом (1919) в нефтегазоносных регионах США. По сравнению с *нефтегазоносным бассейном* Н.п. является более крупным элементом *нефтегазогеологического районирования*. Реальные осадочные бассейны по площади (от тыс. до млн. км²) и объему метаморфизованных пород, слагающих эти бассейны (от 10³ до 10⁷ км³), образуют непрерывный ряд.

Предложено большое число классификаций НГП. В качестве гл. классификационных критериев используются тектонич. положение и геоструктурная характеристика, возраст фундамента и характер складчатого обрамления, особенности структурно-тектонич. эволюции, масштаб и характер нефтегазоносности, в т. ч. совр. вертикальная зональность, степень и полнота катагенетич. преобразованности органич. вещества, площадь и объем осадков и др. Большинство классификаций НГП и нефтегазоносных бассейнов построено на основе тектонич. и эволюционно-геодинамич. принципов, в т. ч. с использованием элементов концепции литосферных плит.

Наибольшее значение по объему ресурсов газа имеют НГП, связанные с плитами молодых и древних платформ, краевыми альпийскими прогибами, а по содержанию ресурсов нефти также НГП, связанные с герцинскими краевыми прогибами и океанич. прогибами пассивных континентальных окраин.

На терр. России выделены *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция*, *Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция*, *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*, *Прикаспийская нефтегазоносная провинция*, *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*, *Енисейско-Анабарская нефтегазоносная провинция*, *Хатангско-Вилюйская нефтегазоносная провинция*, *Охотская нефтегазоносная провинция* и др.

В. А. Скоробогатов.

НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ СВИТА – мощная толща переслаивающихся пород регионального или ареального распространения, содержащая нефтяные и (или) газовые пласты. Мощность Н.с. измеряется сотнями м, реже больше. Свита включает *коллекторы*, *флюидоупоры* и часто нефтегазоматеринские породы. По литоло-

гич. составу Н.с. может быть терригенной, карбонатной или состоять из переслаивания терригенных и карбонатных пород, включать вулканогенные и др. породы. Свита может соответствовать ярусу, отделу, системе или охватывать части этих стратиграфич. подразделений. Н.с. получают названия по месту их нахождения, особенностям состава, палеонтологич. характеристике и др. признакам: напр., майкопская Н.с. – песчано-глинистая, мощностью до 2500 м (ниж. миоцен – олигоцен), продуктивная в нефтегазоносных р-нах Сев. Кавказа; усольская Н.с. – соленосно-карбонатная (ленский ярус кембрия), продуктивная в *Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции*.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НЕДР ШЕЛЬФА – пространственное распределение скоплений углеводородов на внутр. и внешнем шельфе морей России.

Понятие *шельф* многозначно: оно включает физико-географич., геоморфологич., геолого-историч., минерогенич. и др. аспекты. Для газодовиков и нефтяников наиболее важны геоморфологич. и геолого-историч. аспекты.

В геоморфологич. аспекте совр. шельф – подводная мелководная равнина, расположенная вокруг материков и островов на ср. глубинах 132 м (макс. глубина – 500 м), ср. уклоны его поверхности 0°35' (макс. 3–5°). В геолого-историч. аспекте – это разновозрастные осадочные отложения и тектонич. элементы, сформировавшиеся между материком и континентальным склоном.

С т.зр. геологич. времени пространства шельфа еще недавно были сушей, поэтому они сохраняют множество форм реликтового субаэрального рельефа: разл. ледниковые образования в местах четвертичного оледенения, затопленные речные долины, структурно-денудационные формы рельефа типа куэст, глинта и т.п. Однако шельф – не всегда только равнинные образования. Его рельеф может пересекаться желобами, подводными возвышенностями.

Глубина расположения внеш. границы (бровки) шельфа в разл. районах подводных окраин материков неодинакова.

Формирование совр. шельфов происходило под влиянием понижения и повышения уровня океана, движений земной коры, тектонич. движений и пр. Это обусловило существование различия в их рельефе, глубине внеш. края, ширине самого шельфа.

Ср. ширина шельфа ок. 80 км, но может колебаться от менее 1 до 1500 км (напр., в Баренцевом м. его ширина более 1100 км). Шельф Сев. Ледовитого ок. занимает 1/3 его дна. Ср. его глубина в Баренцевом м. составляет ок. 230 м, а в Восточно-Сибирском м. – ок. 60 м.

Общая площадь шельфа Мирового ок. занимает св. 31 млн. км² (ок. 8,8% его поверхности), из них в пределах России находится св. 5 млн. км². Большая часть его приходится на арктич. моря – Карское и Баренцево. Перспективная на неф-

тегазоносности площадь рос. шельфа составляет 82,7% от общей его площади, из них 80,5% в арктич. морях (табл. 1).

Шельф в разновозрастных платформенных и складчатых областях характеризуется разл. тектонич. строением и историей геологич. развития.

Изученность геологич. строения недр морских акваторий России на нефтегазоносность недостаточная, при этом относительно больше изучен континентальный шельф, значительно меньше континентальный склон и континентальное подножие. Относительно изучены шельфы сев.-вост. части о. Сахалин, Печороморский и Азовского м. Наименее изучены шельфы Восточно-Сибирского и Чукотского морей. В большинстве морей изучался верх. структурный этаж недр шельфа и практически не изучен нижний.

Выполненные к нач. 21 в. геолого-геофизич. работы выявили 14 крупных нефтегазоносных провинций, в большинстве к-рых доказано наличие м-ний нефти и газа. Всего на шельфе открыто 29 м-ний газа, конденсата и нефти.

На начальных этапах изучения строения недр совр. шельфа считалось, что в геологич. отношении он не отличается от сопредельной суши и специфика проявляется лишь в затрудненном доступе к объектам, содержащим ресурсы углеводородов. Впоследствии было установлено, что неполное сходство геологич. строения

Таблица 1. Общие и перспективные на нефть и газ площади российского шельфа

Море	Площадь, тыс. км ²	
	общая	перспективная на нефть и газ
Арктические:	39 808	3312
Баренцево	1142,9	735,9
Печорское	132,3	132,3
Карское	1080,6	1080,6
Лаптевых	375	310
Восточно-Сибирское	900	713,2
Чукотское	350	340
Дальневосточные:	964,6	800,5
Берингово	151,1	151,1
Охотское	740	574,9
Японское	65,4	65,4
Шельф Вост. Камчатки	8,1	8,1
Внутренние:	113,8	71,2
Балтийское	11	11
Черное	10,1	5,6
Азовское	16,1	13,6
Каспийское	76,6	41
Всего:	5059,2	4183,7

и нефтегазоносности шельфа сопредельной суши распространяется только на его внутр. (приматериковую) часть. Что касается внеш. (морской) части шельфа, то она обладает специфич. особенностями.

На основании изучения прибрежно-морских и морских нефтегазоносных бассейнов шельфа определены особенности геологич. строения и нефтегазоносности их недр. В прибрежно-морских нефтегазоносных бассейнах преим. развит приматериковый шельф, а в морских – субморской. Между внеш. (субморской) и внутр. (приматериковой) частями шельфа установлены различия прежде всего тектонич. и литолого-фациальных условий формирования, следствием чего является неравномерность распределения запасов нефти и газа.

Между материками и океанами располагается переходная зона, обычно охватывающая континентальный склон, иногда в той или иной мере включающая и внеш. часть шельфа, разделяя районы акваторий с корой континентального и океанического типов. Местоположение этой зоны определяет, насколько далеко в море можно распространять геологич. аналогию с более изученной суши на внутр. часть шельфа (чаще до глубины дна 100–150 м), тоже связанную с континентальной корой.

Внеш. часть шельфа, фиксирующая прогрессирующую оксанизацию земной коры, существенно отличается по геологич. строению и нефтегазоносностью недр. По мере удаления от берега пром. газонефтеносность на шельфе выявляется во все более молодых отложениях. Это обстоятельство имеет большое практич. значение, т.к. на шельфе, в отличие от суши, возрастает стратиграфич. диапазон газонефтеносности за счет верх. (более молодой) части разреза осадочных отложений. Недра шельфа характеризуются наличием верх. зоны газообразования и весьма ограниченным влиянием окислительной обстановки. Именно это предопределяет преобладание на шельфе скоплений газа.

Изучение истории развития шельфа разных морей выявило отличия в геологич. строении шельфа и прилегающей суши не только по мере удаления от берега, но и в зависимости от тектонотипа и возраста, а также принадлежности нефтегазоносного басс. к разным сегментам Мирового ок.

Моря арктич. сегмента (вост. часть Баренцева, Карское, Печорское, Лаптевых и др.) приурочены преим. к разновозрастным платформенным областям, сопредельным с ними предгорным прогибам, в к-рых широко развиты карбонатные палеозойские отложения.

Для морей тихоокеанского сегмента (Берингово, Охотское) характерны приуроченность преим. к разновозрастным складчатым областям, широкое развитие вулканогенных, вулканогенно-осадочных мезозойско-кайнозойских отложений.

Моря атлант. сегмента (Балтийское, зап. часть Баренцева, Черное, Азовское, Каспийское) характеризуются широким

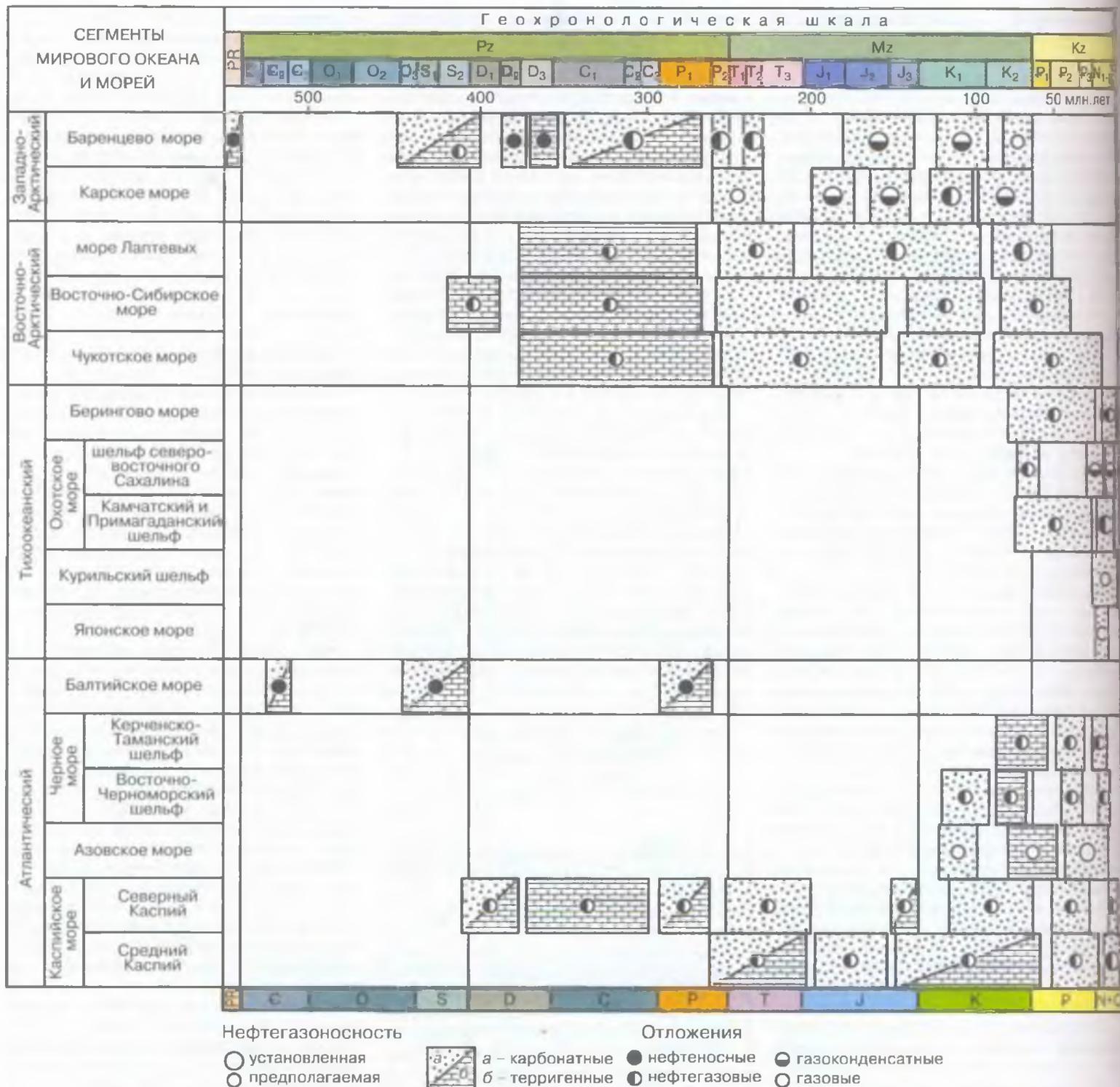


Рис. 1. Стратиграфическое распределение установленной и предполагаемой нефтегазоносности на шельфе морей России.

развитием структур сочленения разл. геотектонич. областей и повышенной карбонатностью палеозойских осадочных отложений.

По степени сложности выявления и освоения м-ний углеводородов шельф морей России подразделяется на две группы: арктические и дальневосточные моря – с тяжелыми условиями, характеризующимися продолжительным ледовым покровом с наибольшей толщиной льда; внутренние моря – с доступными условиями освоения, значительно меньшим ледовым покровом в зимнее время.

В свою очередь, шельфы арктич. морей по мерзлотно-гидрогеологич. усло-

виям подразделяются на западно- и восточноарктические. Первые отличаются развитием преим. намерзлой (талой) криолитозоны и ограниченным распространением субаквальной мерзлой зоны, а вторые – широко распространенной субаквальной реликтовой мерзлой зоной мощностью до 200 м и более (напр., юго-вост. часть Карского м., вокруг островов Фаддеевский, Новая Сибирь, в зал. Геденштрёма и зап. часть прол. Дмитрия Лаптева). Эти условия определяют сезонный характер проведения морских геофизич. буровых работ.

Значительная и наиболее перспективная на нефть и газ часть шельфа при-

ходит на замерзающие акватории с тяжелым ледовым режимом и суровыми гидрометеорологич. условиями (т.е. к арктическим и дальневосточным морям).

Для этих морей характерно наличие дрейфующих льдов в течение довольно длительного периода: на м. Лаптевых 9–11 мес, на Карском и Восточно-Сибирском морях 8–9 мес, на Охотском м. 6–8 мес. Припайные льды наиболее развиты в Карском, Лаптевых и Восточно-Сибирском морях. Наибольшие толщины припайного льда в конце периода льдообразования (конец мая) наблюдаются в районе пос. Амбарчик (220 см), Новосибирских о-вов (219 см), п-ова

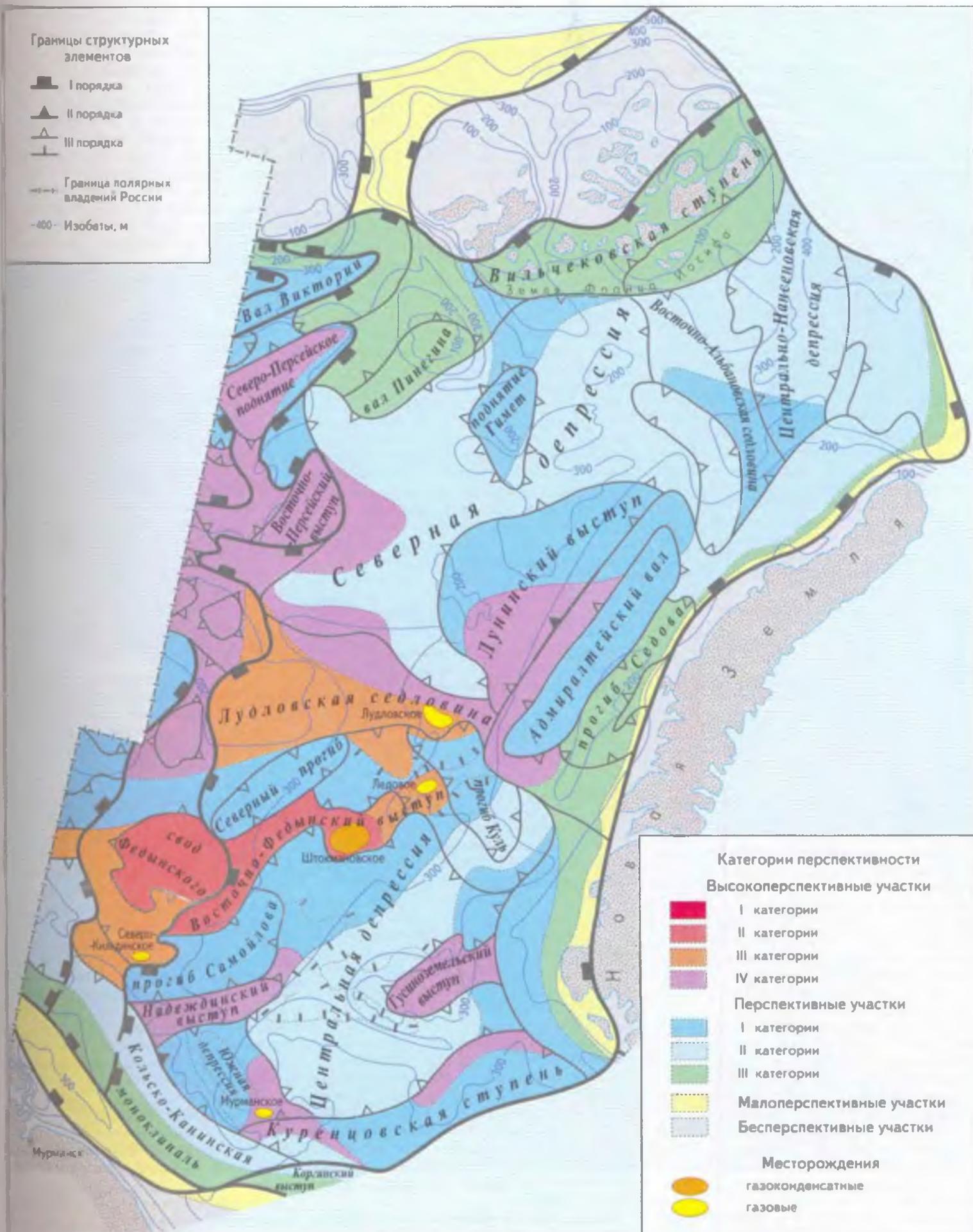


Рис. 2. Перспективы нефтегазоносности шельфа Баренцева моря.

Таймыр (210 см); продолжительность его существования у побережья п-ова Таймыр 10, у порта Тикси – 9 мес.

Изучение истории развития прибрежно-морских районов показало, что в направлении морей и океанов последовательно смещаются наиболее погруженные части (т. н. депоцентры) разновозрастных бассейнов осадконакопления (от древних до позднемиоценовых – палеогеновых). При этом прибортовые зоны древних бассейнов располагаются обычно в прибрежной части материков, а молодых – на совр. шельфе. В этом же направлении увеличиваются: глубины залегания и литификация отложений ниж. части осадочного разреза (в т. ч. литолого-стратиграфич. комплексов, продуктивных на суше) при одноврем. ухудшении *фильтрационно-емкостных свойств* пород-коллекторов; стратиграфич. полнота и толщина верх. части разреза.

По сравнению с сопредельным материком для континентального шельфа характерны: существ. изменение (чаще увеличение) толщины и стратиграфич. полноты разреза осадочных отложений; преобладание морских условий седиментации, особенно в мезозое и кайнозое; повышенная концентрация органич. вещества; более высокие геотермич. градиенты; большая изолированность недр; повышенная газонефтенасыщенность верх. части осадочного разреза в связи с увеличением доли молодых отложений.

Особенности геологич. строения и большая, чем на суше, изолированность недр предопределяют более благоприятные условия для *аккумуляции и консервации скоплений* газа и нефти в недрах совр. континентального шельфа по сравнению с сопредельным материком.

Анализ распределения *начальных суммарных ресурсов* (НСР) углеводородов на шельфе Мирового ок. по геотектонич. принадлежности нефтегазоносных басс. показал, что б. ч. этих ресурсов оценена в платформенных областях. Наибольшее уд. значение в отношении нефтеносности принадлежит межгорным впадинам (в них оценено св. 65% от извлекаемых НСР углеводородов), предгорным прогибам (ок. 53%), а затем в осн. древним платформам (40%). Уд. значение нефтегазоносных бассейнов в отношении газоносности уменьшается в обратном направлении: от платформенных областей к межгорным впадинам.

Перечисленные особенности не исключают возможности проведения внутр. аналогии между сушей и геологически связанной с ней внутр. частью шельфа. Для внутренних (Балтийское, Азовское, Черное, Каспийское) и окраинных (Печорское, юж. части Карского, Лаптевых) морей такое сходство установлено, но в ряде случаев (напр., Восточно-Сибирское и Чукотское моря) такое сходство полностью или частично отсутствует, и тогда используются гл. обр. аналоги заруб. бассейнов той же геотектонич. приуроченности. Внеш. аналогия может проводиться на основании геологич. сходства всего разреза осадочной толщи или круп-

ных его частей в пределах сравниваемых бассейнов в целом, а внутренняя – отд. литолого-стратиграфич. комплексов осадочных отложений в пределах крупных тектонич. элементов 1-го и 2-го порядков, расположенных в едином бассейне.

Проведенный в 2000 во ВНИИгазе сравнительный анализ в нефтегазоносных басс. различной геотектонич. приуроченности, возраста, объема, стратиграфич. диапазона слагающих осадочных отложений, возраста и литологич. состава регионально распространенных нефте- и (или) газопродуцирующих и содержащих пород и пр. позволил установить, что внеш. геологич. аналогия имеется между нефтегазоносными бассейнами: Тимано-Печорским и норв. Западно-Баренцевским (по верхнепалеозойским и триасовым отложениям), Норвежскоморским (Сев. Европа) и Восточно-Баренцевским (по юрским отложениям), Мелвилл (Сев. Америка) и Лаптевским (по нижнепалеозойским отложениям), Северного склона Аляски (Сев. Америка) и Восточно-Сибироморским (по мезозойским отложениям), Бофорта (Сев. Америка) и юж. частью Чукотского (по меловым отложениям), Свердрупа (Сев. Америка) и Восточно-Северо-Карским (по юрским и нижнемеловым отложениям), Охотским и Сиамским в Вост. Азии (по кайнозойским отложениям), Индоло-Кубанским и зап. частью Алжиро-Прованского (по мезозойским отложениям) и др.

М-ния нефти и газа на мировом шельфе выявлены в осадочных отложениях всех крупных стратиграфич. подразделений – от докембрия до верхнего плиоцена включительно.

В целом для недр шельфа морей арктич. сегмента характерна приуроченность продуктивных горизонтов преим. к верхнепалеозойским карбонатным и мезозойским терригенным отложениям.

Продуктивные горизонты недр шельфа морей тихоокеанского сегмента приурочены преим. к вулканогенным и вулканогенно-осадочным отложениям верхне-мезозойского и кайнозойского возраста.

Недра шельфа морей атлант. сегмента характеризуются приуроченностью продуктивных горизонтов к верхнепалеозойским карбонатным, мезозойским карбонатно-терригенным и кайнозойским терригенным отложениям (рис. 1, см. на стр. 272).

Изучение нефтегазоносности недр шельфа окраинных морей выявило, что по мере омоложения бассейнов осадконакопления (в направлении от материка к океану) сокращается концентрация скоплений нефти и возрастает концентрация скоплений газа. При этом существ. часть последних содержится в отложениях верхнего, а нефти – нижнего структурного этажа.

На шельфе внутр. морей абс. величина соотношения между концентрациями скоплений нефти в отложениях верх. и ниж. структурных этажей более высокая, чем на шельфе окраинных морей, а скоп-

ления газа концентрируются в осн. в отложениях ниж. структурного этажа.

Глубокозалегающие (св. 4500 м) отложения в пределах нефтегазоносных басс. древних платформ преим. газоносны, молодых платформ – нефтегазоносны, предгорных прогибов – газонефтеносны, а межгорных впадин – преим. нефтеносны.

Наибольшие концентрации скоплений нефти связаны с морскими и мелководно-морскими отложениями, а газа – с континентальными и субконтинентальными отложениями. Вмещающими для нефти служат преим. карбонатные породы верхнепермского, мелового и палеогенового возраста, а для газа – преим. терригенные девон-каменноугольные, юрские, триасовые и неогеновые отложения.

Установлено, что в зонах нефтегазо-накопления нефтегазоносных бассейнов древних платформ, молодых межгорных впадин и предгорных прогибов чаще преобладают скопления нефти, а молодых платформ и древних предгорных прогибов и межгорных впадин – скопления газа.

В результате поисково-разведочных работ на шельфе выявлены Северо-Сахалинский нефтегазоносный р-н в Охотском м., преим. нефтеносный р-н в вост. части Печорского м., крупнейший газоносный Приамальский р-н в Карском м.

Крупные газоконденсатно-нефтяные м-ния выявлены в Охотском м., на сев.-вост. шельфе о. Сахалин (*Одопту море*, *Чайво море*, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, *Лунское месторождение* и др.).

В Карском, Баренцевом и Печорском морях открыты нефтяные и газовые м-ния: *Штокмановское месторождение*, *Русановское месторождение*, *Ленинградское месторождение*, Ледовое, Варандей-море, Медынь-море, Южно-Долгинское, Приразломное и др.

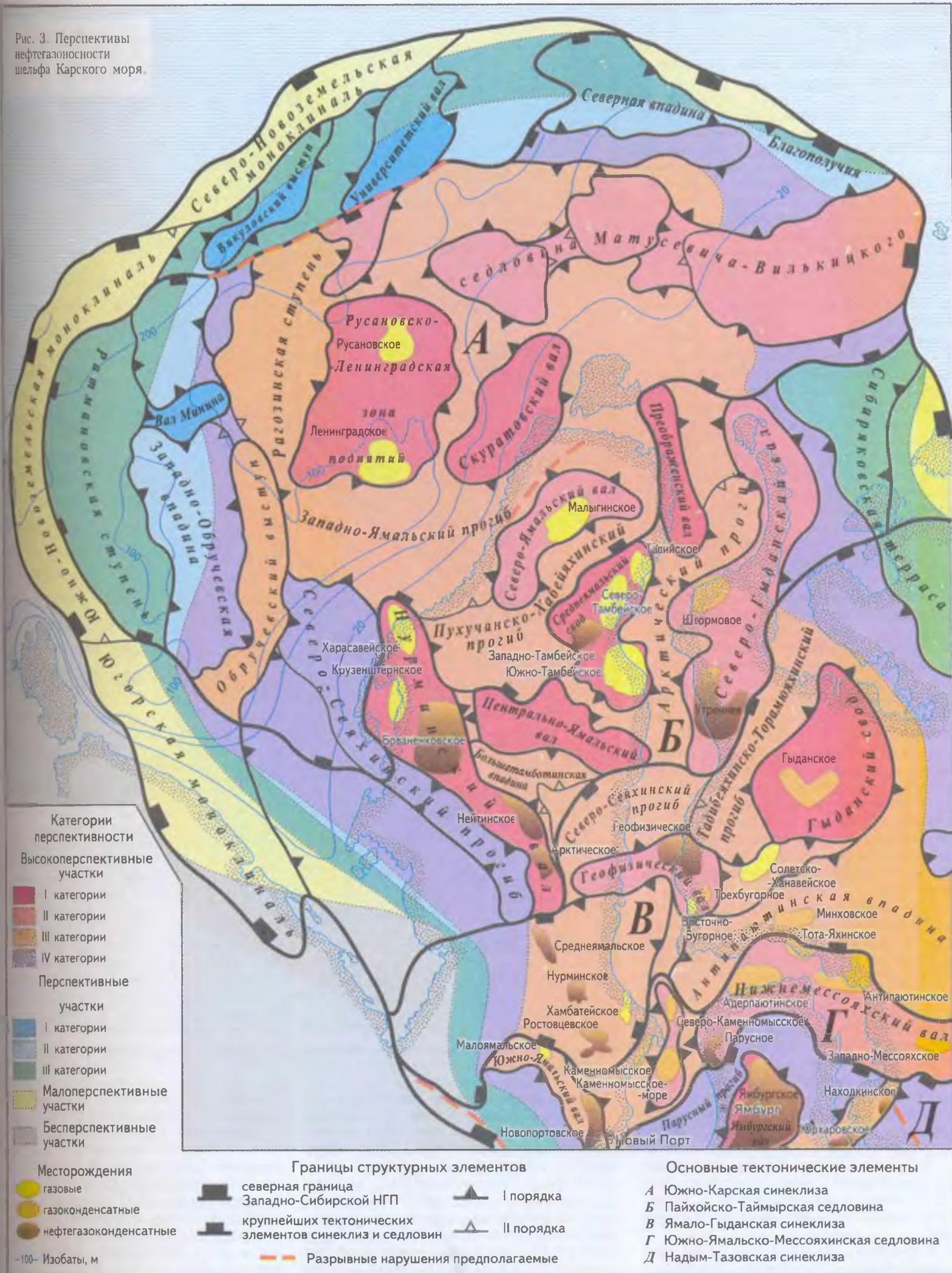
Оценки нефтегазового потенциала недр шельфа внутренних и окраинных морей показали, что они содержат значительные ресурсы и запасы газа, конденсата и нефти, причем на долю арктич. морей приходится 85% суммарных ресурсов углеводородов, дальневосточных – 14% и внутренних – ок. 1%.

На шельфе Баренцева моря (рис. 2, см. на стр. 273) наиболее перспективны в отношении газоносности расположенные в центр. части акватории Лудловская седловина, свод Федынского, Восточно-Федынский выступ. Здесь открыты в среднеюрских отложениях газоконденсатное Штокмановское и газовые Ледовое и Лудловское м-ния.

В прибортовых частях Восточно-Баренцевского басс. для поиска м-ний нефти и конденсата перспективны палеозойские отложения Центрально-Баренцевской зоны поднятий и Адмиралтейского вала.

На Печороморском шельфе, расположенном в сев. части *Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции*, находят свое продолжение крупные валлообразные поднятия, на материковой части к-рых выявлены углеводородные м-ния

Рис. 3. Перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря.



в отложениях от силура до триаса включительно. В вост. части шельфа на валах Сорокина и Медыньском обнаружены только нефтяные м-ния (рис. см. в ст. *Шельф* на стр. 487).

На шельфе Карского моря (рис. 3, см. на стр. 275) выделяются след. зоны нефтегазоаккумуляции: Русановско-Ленинградская зона поднятий, Скуратовский вал, Обручевский выступ, морские части Нурминского, Преображенского, Среднеямальского валов и седловина Матусевича – Вилькицкого. Шельф Карского м., являясь морским продолжением *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции*, характеризуется большим стратиграфич. диапазоном региональной газонефтеносности: от юры до верх. мела (сеномана) включительно.

Пром. нефтегазоносность установлена в пределах Русановско-Ленинградской зоны поднятий и Нурминского вала, где выявлены Русановское и Ленинградское (сеноман – апт), *Харасавейское месторождение* (сеноман и верх. юра) – газоконденсатные м-ния.

Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений в юж. части Карского м. связываются со Скуратовским валом, Обручевским выступом и седловиной Матусевича – Вилькицкого.

На российском шельфе Каспийского моря (рис. 4) для поисков нефти и газа перспективны мезозойские отложения в зап. части Северо-Кулалинского вала, вост. часть Камышано-Каспийского, Ракушечно-Широтного валов и Прикумско-Тюленевской зоны поднятий, а также на Хвалынском валу. В этой акватории выявлено 2 нефтяных и 3 нефтегазоконденсатных м-ния, в т.ч. Хвалынское и им. Ю. Корчагина.

В прибрежной и шельфовой частях моря Лаптевых (рис. 5) перспективны венд-нижнекембрийские отложения в Трофимовской зоне поднятий и на валах Мишина и Центрально-Лаптевского. Практич. интерес представляют также локальные Мариинское, Петровское и Сергеевское поднятия на Центрально-Лаптевском валу.

Перспективны также пермские отложения в прибрежной юго-зап. части шельфа: Оленекское поднятие и Бегичевская седловина. На сухопутном обрамлении Хаганского зал. обнаружены полупромышленные скопления нефти.

В пределах Восточно-Сибирского моря (рис. 6, см. на стр. 278) наиболее перспективна Восточно-Сибирская зона поднятий. Продуктивность предполагается в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях. Однако осн. внимание, по мнению большинства исследователей, заслуживает триасово-палеогеновая часть разреза.

В Северо-Чукотской вид. перспективы связываются с верхнепалеозойскими, триасовыми, юрско-меловыми и палеогеновыми отложениями в ее прибортовой зоне.

В пределах Охотского моря геолого-геофизич. изученность нефтегазо-

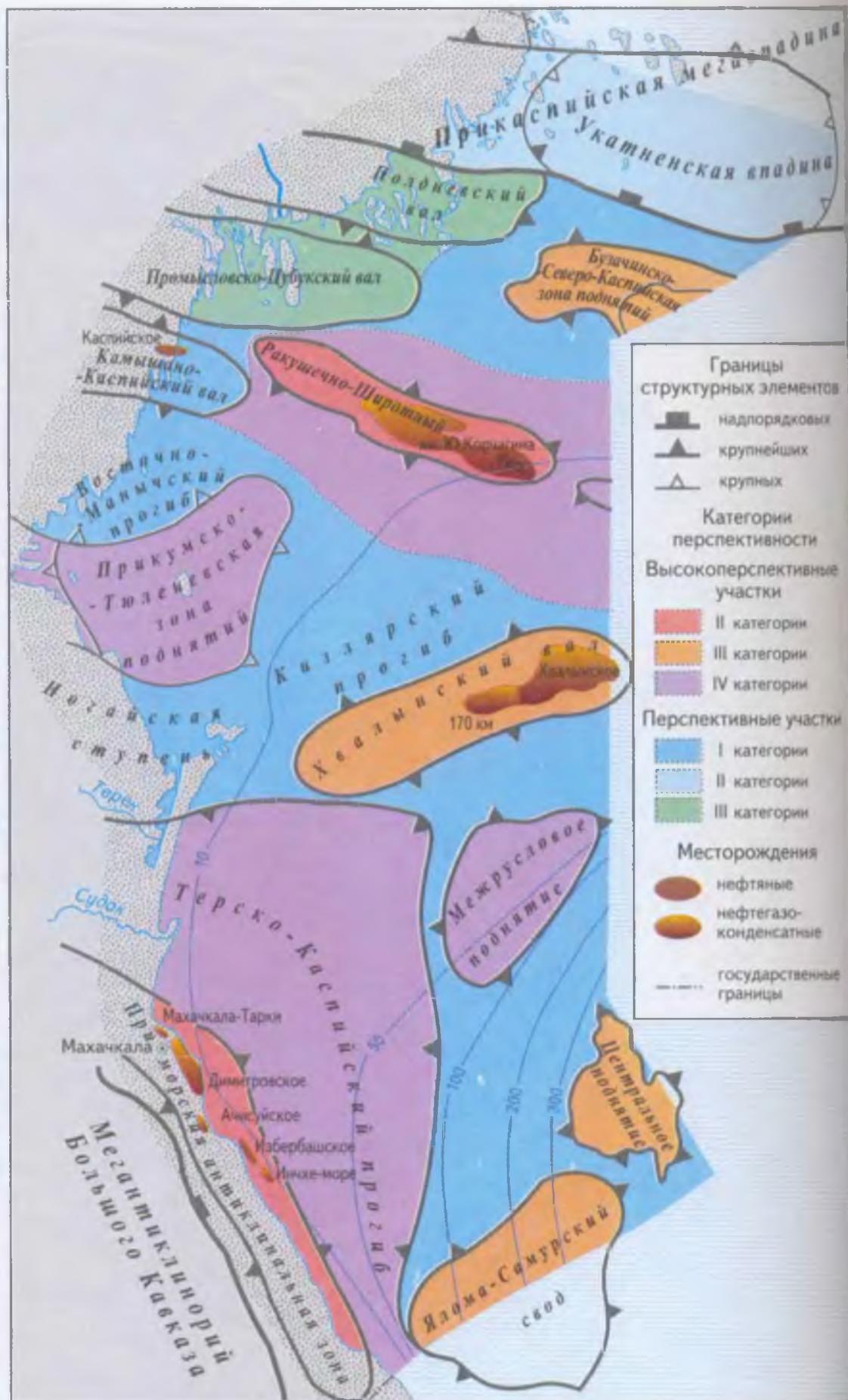


Рис. 4. Перспективы нефтегазоносности российского шельфа Каспийского моря.

носности недр шельфа неравномерная. Наиболее изучена в *Охотской нефтегазоносной провинции* Сахалинская нефтегазоносная область (НГО). Остальные области, входящие в ее состав, и самостоятельная Пенжинская НГО изучены недостаточно. Продуктивность установлена в верхнемеловых, палеогеновых и особенно в неогеновых отложениях. В Сахалинской НГО выявлены многочисленные м-ния нефти и газа на о. Сахалин и на его

шельфе. Сухопутные и часть морских м-ний находятся в разработке.

Осн. перспективы выявления новых м-ний углеводородов связаны с Хангузинской, Одоптинской, Восточно-Шмидтовской, Венинской, Ольгинской, Ушаковской, Умарской, Тогатонской и Калываямской зонами установленного и предполагаемого нефтегазоаккумуляции (рис. см. в ст. *Охотоморская нефтегазоносная провинция* на стр. 303).

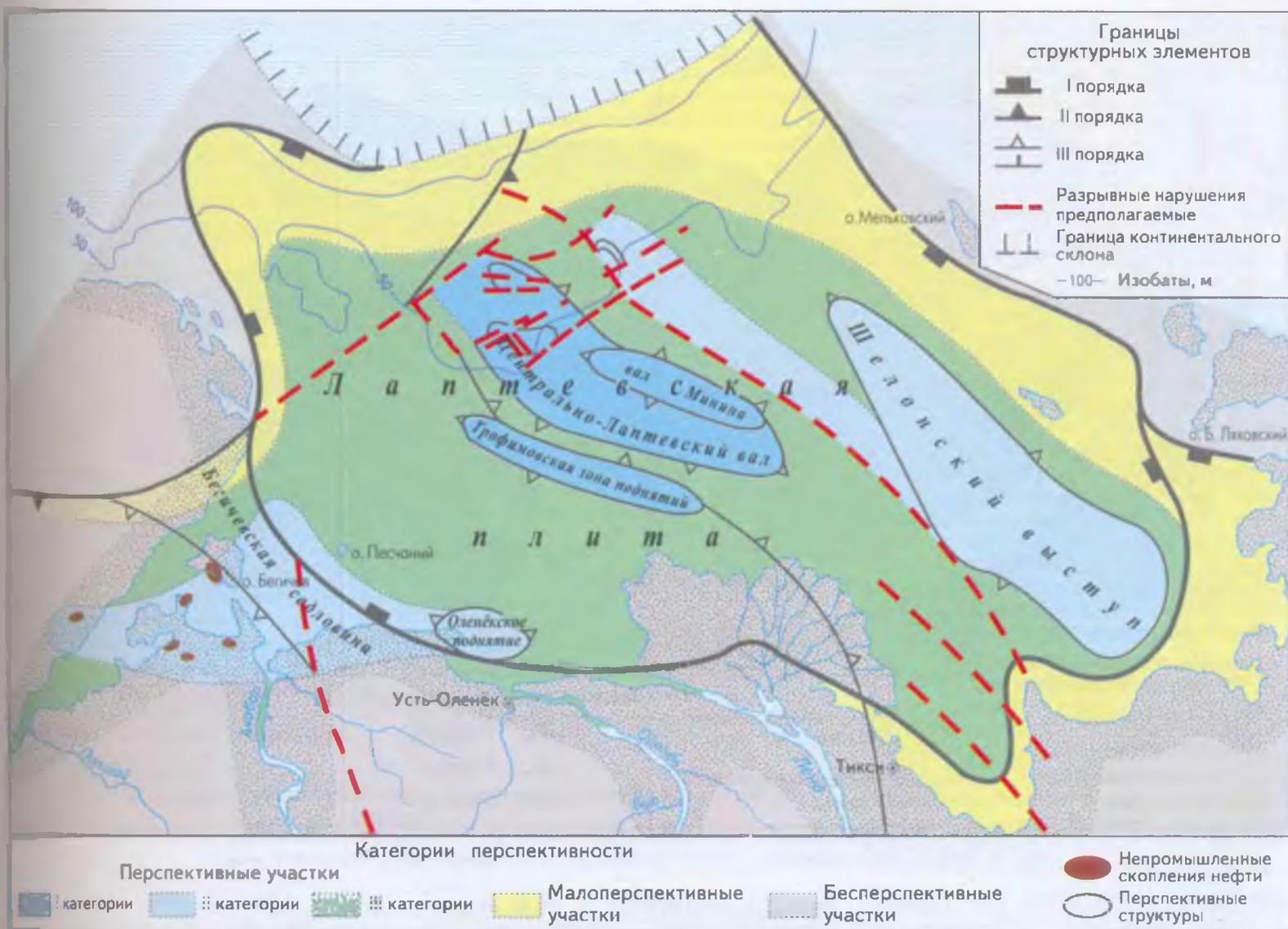


Рис. 5. Перспективы нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых.

Карты перспектив нефтегазоносности используются при определении рациональных работ по поиску, разведке и разработке новых м-ний на рос. шельфе.

По геологич. строению и сырьевым ресурсам технически доступными, экономически эффективными и экологически приемлемыми для выявления и освоения м-ний газа и нефти являются Обская и Тазовская губы и Приамальский шельф Карского м., Печороморский шельф и р-н Штокмановского газоконденсатного м-ния в Баренцевом м. Именно в этих районах основная часть достоверных прогнозируемых ресурсов углеводородов (категории С₃ и Д₁) сосредоточена на участках с глубинами дна моря от 50 до 100 м в разновозрастных осадочных отложениях на глубинах 3–5 км.

Выявление и освоение морских м-ний углеводородов на шельфе, несомненно, обеспечивают восполнение пром. запасов и развитие добычи газа, конденсата и нефти в 21 в.

В качестве первоочередных районов для пром. разработки выделены: вост. часть Печороморского шельфа (нефтяные м-ния Приразломное, Южно-Долгинское) и газовые м-ния Тазовской и Обской губ (Северо-Каменномыское и Каменномыское-море).

Ко 2-й очереди отнесены Штокмановское м-ние в Баренцевом м., Харасавейское, Крузенштернское м-ния Приамальского шельфа, Русановское и Ленинградское м-ния Карского м.

С т. зр. возможности разработки перспективны прогнозируемые м-ния на Северо-Сахалинском, Загадно-Камчатском, охотоморском (Хабаровский кр.) шельфе Охотского м. и анадырского шельфа Берингова м.

На континентальном шельфе внутр. морей России перспективным р-ном возможной нефтедобычи является юго-вост. часть Азовского м. (Темрюкский залив). Выявленные здесь структуры перспективны на газ и газовый конденсат. Возможны выявление и освоение новых м-ний нефти на рос. шельфе Балтийского м. На шельфе Каспийского м. перспективы связаны с разработкой м-ний Хвалынского и им. Ю. Корчагина.

Е. В. Захаров.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН (НГБ) — осадочный бассейн, в к-ром существовали условия для формирования и сохранения скоплений углеводородов. Элемент нефтегазогеологического районирования. По определению рос. геологов И. О. Брода и Н. А. Еременко (1953), НГБ — область крупного и длительного

погружения в совр. структуре земной коры, с к-рой связаны многочисленные зоны нефтенакопления и питающие их нефтесборные площади.

НГБ — базисный элемент бассейнового нефтегазогеологического районирования в отличие от районирования по нефтегазоносным провинциям (А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист, 1955).

Ряд геологов (Н. Б. Вассоевич, 1979, и др.) при нефтегазогеологич. районировании предпочитает брать за основу осадочные (седиментационные) бассейны как элементы земной коры. Однако любой НГБ приурочен к конкретному депоцентру (наиболее погруженному участку) седиментации, в пределах к-рого имеются условия для процессов нефтегазообразования и накопления углеводородов.

В пределах НГБ выделяются нефтегазоносные области, районы и зоны. Широко применяется введенный в 1950 рос. геологом Б. А. Соколовым термин «суббассейн», к-рый представляет часть НГБ, характеризующуюся на одном из этапов своего развития существованием автономных условий образования углеводородов и формирования их скоплений.

По возрасту консолидации фундамента и тектонич. положению выделяются НГБ молодых и древних платформ, подвиж-

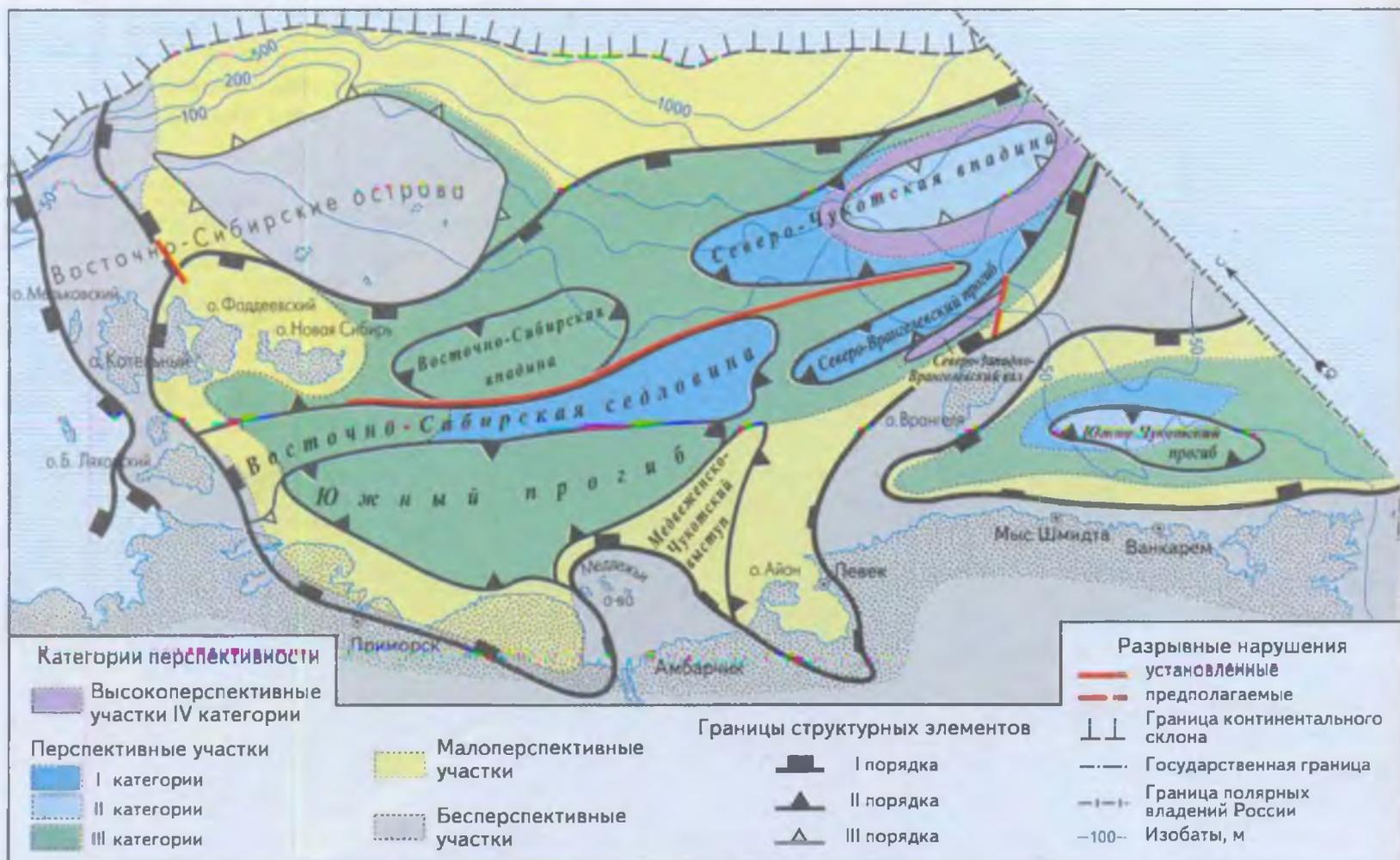


Рис. 6. Перспективы нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

ных поясов и транзитных зон: краевых прогибов, пассивных континентальных окраин и др.

Преимущественно дифференцированный характер строения большинства современных НГБ обусловлен тектодинамич. влиянием смежных складчатых областей и неоднородной структурой фундамента. Площадь большинства НГБ от 10 тыс. до 1 млн. км², макс. протяженность от нескольких сотен км до нескольких тысяч км, при преимущ. отношении объема выполняющих отложений к площади НГБ св. 1,5.

Нефтегазоносность бассейна определяется совокупностью тектодинамич., литофациальных, термобарич. и других факторов, создающих благоприятные условия для формирования нефтегазоматеринских толщ и катагенетич. эволюции органич. вещества, *генерации, миграции, аккумуляции* и *консервации* углеводородов.

НГБ характеризуется величинами запасов (ресурсов) нефти, газа и конденсата разл. категорий, плотности начальных геологич. и извлекаемых запасов, фазовым составом углеводородов в залежах, вертикальной зональностью, объемным и массовым соотношением *ресурсов* и *запасов* нефти и газа. Для ранжирования НГБ применяются геолого-экономич. оценки их углеводородного потенциала.

Наибольшие запасы и ресурсы углеводородов страны (в пределах суши и

шельфа) приурочены к НГБ древних (Лено-Тунгусский, Тимано-Печорский, Прикаспийский) и молодых (Западно-Сибирский) платформ и плит.

Лит.: Брод И. О., Основы учения о нефтегазоносных бассейнах, М., 1964; Оленин В. Б., Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу, М., 1977.

В. А. Скоробогатов.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС (НГК) – литолого-стратиграфич. комплекс пород (единица вертикального разреза стратисферы), содержащий залежи углеводородов в стратиграфич. объеме обычно от яруса до системы.

Выделяют региональный НГК (нефтегазоносный этаж) – более крупные подразделения вертикального разреза, включающие несколько НГК. Установившихся критериев определения объема НГК и нефтегазоносного этажа нет. Напр., в разрезе *Прикаспийской нефтегазоносной провинции* могут быть выделены надсолевой НГК (мезозойский) и подсолевой НГК (палеозойский). Однако в составе последнего могут быть выделены более дробные нефтегазоносные подразделения (НГК): нижнепермский – верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный. В последнем случае подсолевой и надсолевой комплексы наз. региональными НГК.

НГК включает обычно неск. нефтегазоносных пластов (иногда св. 20) и ограничен региональным флюидоупором.

Разрез нефтегазоносной провинции, области, бассейна может включать несколько НГК.

Каждый НГК характеризуется определенным составом пород и типами *природных резервуаров*, особенностями размещения залежей, гидрогеологич. условиями и геохимич. характеристикой нефти и газа. Региональный флюидоупор в кровле – одно из важнейших условий выделения НГК в разрезе. Каждый НГК, содержащий песк. продуктивных пластов, соответственно включает неск. зональных или локальных покровшек. Различают сингенетичные и эпигенетичные НГК в зависимости от нахождения источника углеводородов соответственно внутри или вне комплекса. НГК может быть представлен одной или (реже) несколькими формациями. По составу слагающих пород выделяют НГК: карбонатные, терригенные, смешанного состава (терригенно-карбонатные, карбонатно-терригенные, сульфатно-карбонатные). В случае преобладания газовых скоплений говорят о газонасном комплексе. Критерии их выделения сохраняются. Примерами НГК являются: среднемиоценовый (чокрак-караганский) и верхнемеловой (Грозненский нефтегазоносный р-н); неокемский и сеноманский (Зап. Сибирь), нижнекаменноугольный (подсолевой, Ю.-В. *Прикаспийской нефтегазоносной провинции*). НГК близок по понятию к *плею*, однако в отличие от по-

следнего, имеет ограничения только в вертикальном разрезе.

Лит.: Бакиров А. А., Мальцева А. К., Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа, М., 1985.

Н. А. Крылов.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ЭТАЖ, см. в ст. *Нефтегазоносный комплекс*.

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ, см. *Промысловая гидрогеология*.

НЕФТЕСОДЕРЖАЩИЕ ШЛАМЫ – нефтесодержащие отходы, представляющие собой смесь разл. примесей (минеральных и органич.) и воды.

Ш.ш. образуются на предприятиях газовой отрасли при бурении скважин, профилактич. работах по зачистке аппаратов и оборудования установок разл. технологич. назначения; профилактике блоков пескоулавливающих установок; нефтеловушек, радиальных отстойников, градирен, фильтров, поршневании газо-конденсатопроводов; зачистке резервуаров хранения горючесмазочных материалов, мойке автотранспорта, зачистке территорий и т. п.

Осн. методами переработки и обезвреживания Ш.ш. являются (табл.): термический – применение технологий и установок, использующих процессы сжигания, пиролиза и сушки; химический –

с их биологич. и химич. методами обезвреживания).

Одним из высокоэффективных методов обезвреживания нефтесодержащих отходов, позволяющих полностью их обезвредить за короткое время, является химич. метод. В России химич. метод применяется преим. в нефтяной и газовой отрасли при обезвреживании нефтесодержащих отходов, загрязненных нефтью земель, Н.ш., образующихся при зачистке нефте- и конденсатопроводов, и застарелых Н.ш. в амбарах. Широко практич. применение получила химич. технология их обезвреживания и отверждения.

Биологич. метод обезвреживания является наиболее экологически чистым, но его применение ограничивается: диапазоном активности биопрепаратов, темп-рой и рН среды, толщиной нефтезагрязнения, аэробными условиями.

Физич. метод не позволяет полностью решить вопрос обезвреживания Ш.ш. и используется чаще всего в комбинации с другими методами.

Выбор технологии переработки Ш.ш. в значительной степени зависит от их агрегатного состояния и компонентного состава, при этом каждый из этих методов имеет свои ограничения в области применения.

Я. В. Малиц.

Таблица. Основные методы утилизации и переработки нефтесодержащих отходов

Метод	
Термический	Сжигание: в открытых амбарах или печах различного типа и конструкций; сушка в сушилках различных конструкций; пиролиз; способ AOSTRA TASIJKUK (сочетание процессов термич. сепарации, пиролиза и сжигания)
Химический	Затвердевание путем диспергирования с гидрофобными реагентами на основе негашеной извести или др. материалов
Биологический	Биоразложение: путем внесения (смешения) нефтесодержащих отходов в пахотный слой земли; с применением спец. штаммов бактерий, биогенных добавок (биопрепаратов) и подачи воздуха
Физический	Гравитационное отстаивание; разделение в центробежном поле и фильтрованием; экстракция
Физико-химический	Применение специально подобранных поверхностно-активных веществ (деэмульгаторов, диспергаторов, смачивателей и т.д.), вспомогательных веществ, влияющих на изменение состояния и коллоидно-дисперсной структуры взвешенных частиц в нефтяной и водной фазах

применение технологий и установок обработки нефтесодержащих отходов сорбентами, биологический – использование биопрепаратов, включающих штаммы бактерий, природные нефтеусваивающие микроорганизмы для биоразложения Ш.ш.; физический – разделение органич. части отходов от воды и механич. примесей при помощи гравитационного отстаивания, разделения в центробежном поле, разделение фильтрованием и экстракцией; комбинированные методы обезвреживания нефтесодержащих отходов (напр., физич. и физико-химич. методы разделения продуктов поршневания от воды и механич. примесей комбинируют

НЕФТЬ (через тур. *neft*, от перс. нефт; восходит к аккадскому *напатум* – вспыхивать, воспламенять) – горючая маслянистая жидкость со специфич. запахом, распространенная в осадочной оболочке Земли. Представляет смесь углеводородов разных классов и неуглеводородных компонентов, от светло-желтого и зеленовато-желтого до темно-коричневого и черного цвета.

Н. была известна еще в античные времена, добывалась из природных источников и колодцев и использовалась в медицине, парфюмерии и для освещения. Со 2-й пол. 19 в. Н. – один из осн. источников первичной энергии. Роль нефти в этом качестве бурно возросла в тече-

ние 20 в. Годовая мировая добыча Н. составляет ок. 3,5 млрд. т. На ее долю приходится ок. 38% в мировом произ-ве первичной энергии. В России этот показатель на рубеже 20–21 вв. снизился до 30% за счет роста доли природного газа.

Н. залегает в земной коре в пористых пластах, образуя залежи подобно природному газу. В отношении происхождения существуют неорганическая (Д. И. Менделеев, В. Д. Соколов, Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев и др.) и органическая (М. В. Ломоносов, А. Д. Архангельский, И. М. Губкин, М. Ф. Мирчинк, Н. Б. Вассоевич и др.) гипотезы. Большинство ученых считают Н. продуктом преобразования *органических веществ*, захороненных в осадочных породах. Одним из наиболее веских аргументов в пользу органич. происхождения Н. является установление в ней биомаркеров – углеводов, являющихся производными от вещества живых организмов и сохраняющих структуру исходных веществ. Установлено ок. 600 индивидуальных биомаркеров. Они рассматриваются как показатели состава исходного органич. вещества и условий его накопления, а также условий преобразования его в углеводороды Н. Среди сторонников органич. происхождения нефти имеются существ. различия во взглядах на темп-ру образования углеводородов в недрах, на роль механохимич. процессов, микроорганизмов и т.д. В 1970–80 широкое распространение получило понятие о *главной фазе нефтеобразования* (гл. зоне), или «нефтяном окне», – интервале темп-р, при к-рых образуется основная доля углеводородов.

Элементный состав Н. (в %): С 82,5–87; Н 11,5–14,5; О 0,5–0,7; S 0,001–8; N 0,01–1,8.

Углеводороды (органич. соединения, молекулы к-рых построены только из атомов С и Н) – важнейшая осн. часть Н., их содержание составляет в среднем 80%. Общее число индивидуальных углеводородных соединений, входящих в состав Н., достигает 1000. Они различаются по мол. массе (числу атомов С) от С₅ до С₄₀ и по строению молекул. Среди углеводородов по химич. типу выделяют 3 группы: алканы (парафины, алифатич. углеводороды и углеводороды метанового ряда) норм. и изомерич. ряда с типовой формулой С_nH_{2n+2}; цикланы (нафтеновые углеводороды, циклические) – С_nH_{2n}, С_nH_{2n-2} и С_nH_{2n-4}; арены (ароматические углеводороды) – С_nH_{2n-6}, С_nH_{2n-10}, С_nH_{2n-18}. Соотношение этих групп углеводородов в реальных Н. различно, в связи с чем выделяют разные типы Н. В среднем содержание этих групп углеводородов в Н. примерно равное.

Кроме углеводородов, в Н. присутствуют гетероатомные соединения, включающие, кроме атомов С, Н, еще атомы S, N и О. К ним относятся смолы и асфальтены, содержащие неск. различных гетероатомов. Среди гетероатомных соедине-

ний Н. выделяются также прямые наследники биологич. структур.

В составе Н. присутствуют соединения V, Ni, Zn, Cu, Fe, Si, Al, Ti и др. элементов, получивших назв. микроэлементов. Их содержание в Н. обычно $n(10^{-2} - 10^{-7})\%$. Установлена общая тенденция повышения их концентрации с повышением уд. веса Н. и увеличения содержания гетероатомных соединений. Среди микроэлементов выделяются элементы, попавшие в Н. из живого вещества (V, Ni, Zn и др.) или перешедшие в Н. из вмещающих пород (Si, Al, Ti, K и др.). V и Ni в нек-рых тяжелых Н. имеют концентрации, достаточные для их пром. извлечения.

Уд. вес Н. изменяется от 0,8 до 1,1 г/см³, темп-ра начала кипения от 30 до 200 °С и выше. Резко различается выход бензиновых и керосиновых фракций при прямой перегонке, темп-ра застывания (зависит от содержания твердых парафинов) от +32 до -60 °С и т. д. По содержанию серы Н. разделяют на: мало-сернистые (< 0,5%), сернистые (0,5–2%) и высокосернистые (> 2%). По содержанию твердых парафинов выделяют 3 технологич. типа Н.: П₁ (≤ 1,5%), П₂ (1,5–6%) и П₃ (> 6%). По содержанию масел выделяют Н. типа М₁ (> 25%), М₂, М₃ и М₄ (< 15%). По содержанию светлых фракций (выкипающих до 350 °С) выделяют 3 типа: Т₁ (≥ 45%), Т₂ (44,9–30%) и Т₃ (< 30%). Эти показатели определяют условия подготовки, транспорта, переработки и товарные качества Н.

Н. с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (20–40% масс.) наз. смолистой. Происхождение смолистых Н. связывается в осн. со вторичными преобразованиями при окислении и воздействии микроорганизмов. Н., лишённые смол и асфальтенов, получили назв. белых (напр., Н. верх. горизонтов продуктивной толщи нек-рых м-ний Апшеронского п-ова в Азербайджане). Излившаяся на поверхность Н. окисляется и превращается в густую мальту, асфальт.

Сказанное выше характеризует Н., поднятую на поверхность. В пластовых условиях Н. содержит растворенный газ и отличается (от добытой) по плотности, кинематич. и динамич. вязкости. Большинство м-ний, разрабатываемых традиционными методами, имеет Н. с вязкостью 0,5–25 (реже до 70) мПа·с. Вязкость св. 12 мПа·с считается повышенной. Свойства пластовой Н. исследуются по недегазированной пластовым пробам. По мере снижения *пластового давления* при разработке нефтяной залежи меняются свойства пластовой Н., в т. ч. при снижении *пластового давления* ниже *давления насыщения* начинается выделение газа в свободную фазу в пласте, что осложняет разработку. Среди газов, растворенных в пластовой Н., преобладает метан СН₄, однако всегда присутствуют тяжелые гомологи, встречаются углеводородные

компоненты (СО₂, N₂, H₂S). Высоким содержанием S (> 20%) отличается растворенный газ нефти Тенгизского м-ния (Зап. Казахстан). Важным показателем пластовой Н. является *газовый фактор* – объем газа, получаемый при извлечении на поверхность 1 т Н. Он может достигать нескольких тыс. м³/т и изменяется в процессе разработки.

Н., извлеченная на поверхность и дегазированная в сепараторе до ее подготовки к транспортировке, получила назв. *сырой Н.* Она содержит остаточное кол-во *нефтяного газа*, механич. примеси и пластовую воду.

Осн. способ добычи Н. – скважинный: фонтанный (самоподъем Н. на устье), газлифтный (искусств. разгазирование Н. в стволе скважины с целью снижения веса столба жидкости и обеспечения самоизлива), насосный (с использованием механизмов разного типа). Производительность скважины изменяется в широких пределах: $(10^3 - 10^2)$ т/сут. Ограниченное значение имеет шахтный способ добычи Н. (напр., на Ярегском м-нии в Коми).

Н. является сырьем для произ-ва моторных топлив, смазочных материалов, котельных топлив (в сокращающихся объемах) для химич., а также пищевой пром-сти (в животноводстве) и в дорожном стр-ве.

Структура мировых ресурсов Н. (на нач. 2000): накопленная добыча 100 млрд. т, доказанные текущие запасы 140 млрд. т, неразведанные ресурсы 90–165 млрд. т.

Результатом многолетней эксплуатации м-ний Н. наблюдается истощение и снижение уровней добычи на крупных м-ниях, последовательное снижение ср. размеров вновь открываемых м-ний, увеличение доли морских м-ний и м-ний в труднодоступных районах суши. Большинство прогнозов развития нефтедоб. индустрии мира указывают на неизбежный спад мировых уровней добычи Н. в связи с ростом капиталоемкости процессов разведки и добычи.

Полезным ископаемым, наиболее близким к Н. по химич. составу, физич. свойствам и по использованию, является *газовый конденсат* – смесь жидких углеводородов, выпадающих из газового раствора при снижении давления (при извлечении газа из пласта). Он имеет меньшую по сравнению с Н. плотность (от 0,7 г/см³), содержит меньшее кол-во или не содержит вовсе гетероатомных соединений. Добыча Н. и конденсата часто учитывается суммарно как жидких углеводородов, при этом технология их разработки существенно различна. Н. А. Крылов.

НЕФТЯНАЯ ОТОРОЧКА – нефтяная часть газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи, размеры и геол. запасы к-рой намного меньше газовой (газоконденсатной) части двухфазной залежи. В зависимости от размеров Н. о. разделяют на промышленные и непромышленные. По условиям залегания относительно газовой части залежи выделяют подстилающие и окаймляющие Н. о.

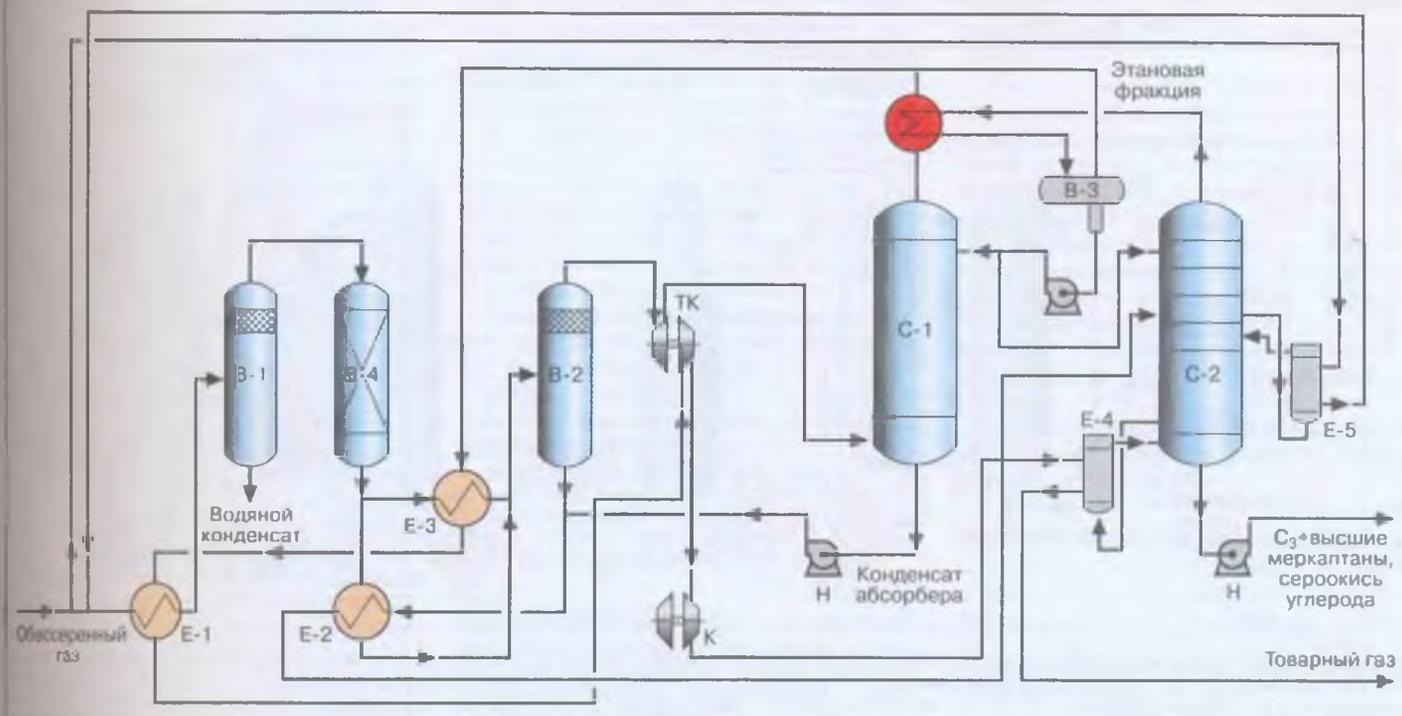
Н. о. *газоконденсатных залежей* могут иметь разное происхождение. Конденсационные Н. о. формируются в пластовых условиях за счет ретроградной конденсации (подробно см. в ст. *Ретроградные явления*) из сжатых газов значительной части растворенных жидких углеводородов. Обычно они отличаются низкой плотностью нефти (800–830 кг/м³), высоким выходом бензинокеросиновых фракций (до 90%), небольшой концентрацией смол (до 2%) и твердых *n*-алканов (б. ч. до 2%). Остаточные Н. о. образуются в результате обратного испарения определенного кол-ва бензинокеросиновых и масляных компонентов нефтей: имеют повышенные значения плотности (до 880–900 кг/м³), содержания смолистых веществ (св. 10–15%), твердых углеводородов (до 12–15%); выход бензиновых фракций до 15%. Н. о. смешанного генезиса образуются в газоконденсатно-нефтяных залежах в результате частичной конденсации из газовой части дополнительного кол-ва жидких углеводородов.

Залежи с Н. о. разрабатываются как газовые (газоконденсатные) залежи, если оторочка имеет непром. значение; как газо(газоконденсатно)-нефтяные – в случае ее оценки в качестве промышленной.

И. С. Старобинец.

«НЕФТЯНОЕ ОКНО», см. в ст. *Главная фаза нефтеобразования*.

НЕФТЯНОЙ ГАЗ, нефтяной попутный газ, – газ, растворенный в нефти при пластовых условиях; выделяется при эксплуатации нефтяных залежей в результате снижения *пластового давления* ниже *давления насыщения* нефти. Содержание Н. г. (в м³/т) в нефтях (*газовый фактор*) колеблется от 3–5 в самых верх. горизонтах до 200–250 и более в глубокозалегающих пластах при хорошей сохранности залежей. Состав Н. г. зависит от состава нефти, в к-рой он растворен, условий залегания и формирования залежей, определяющих устойчивость природных нефтегазовых систем и возможность их естеств. дегазации. По составу Н. г. подразделяют на: преим. углеводородные (углеводородов 95–100%); углеводородные с примесью углекислого газа (СО₂ 4–20%); углеводородные с примесью азота (N₂ 3–15%); углеводородно-азотные (N₂ до 50%). Кроме того, в Н. г. присутствуют пары воды, сероводород и редкие газы (гелий, аргон). По соотношению метана и его гомологов Н. г. делятся на сухие (СН₄ св. 85%, С₂Н₆ + высш. 10–15%) и жирные (СН₄ 60–85%, С₂Н₆ + высш. 16–35%). Для установления кол-ва и состава Н. г. подвергают дегазации пробы нефти, отобранные на устье скважины или в пластовых условиях глубинным проботборником. Благодаря частичной дегазации нефтей в призабойной зоне и подъемных трубах Н. г., отобранный на устье скважины, содержит больше метана и меньше его гомологов, чем газ из глубинных проб нефтей. На *газоперерабатывающих заводах* из Н. г. получают газовый бензин (устар. газолин), отбензиненный



Принципиальная технологическая схема промышленной установки низкотемпературной конденсации на Астраханском газоперерабатывающем заводе: Е-1–Е-5 – теплообменник; В-1–В-3 – сепаратор; В-4 – осушитель (адсорбер); С-1 – абсорбер; С-2 – деэтанизатор; ТК – турбодетандер; К – компрессор; Н – насос.

газ и углеводородные фракции, представляющие собой технически чистые углеводороды, к-рые используются как топливо и в нефтехимич. пром-сти (произ-во полимерных изделий и др.).

В. И. Старосельский.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ (НТК) – переход вещества из газообразного состояния в жидкое в результате его охлаждения до темп-ры -100°C . Возможна при докритич. состояниях газа. При этом необходимо, чтобы при достигнутых значениях темп-ры и давления конденсиров. фаза была термодинамически устойчивее, чем газообразная.

НТК используется для очистки сероводородсодержащего природного газа от меркаптанов (тиолов) – органич. соединений, общая формула к-рых RSH . Предварительно исходный газ должен быть очищен от H_2S и CO_2 . Для охлаждения используется холод, полученный при расширении газа в турбодетандере. Меркаптаны и сероокись углерода переводятся в широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), очистку к-рых от сернистых соединений осуществляют на отд. установке.

Принципиальная технологич. схема установки НКТ на Астраханском газоперерабатывающем заводе дана на рис.

Сырьем установки является газ, прошедший абсорбционную очистку аминами от H_2S и CO_2 и промывку водой для извлечения амина. Газ осушается цеолитами в адсорбере В-4 и после рекуперативных теплообменников поступает в турбодетандер ТК, где газ расширяется, охлаждаясь до темп-ры -100°C , давление при этом сбрасывается с 6,3 до 1,8 МПа. Газоконденсатная смесь разде-

ляется в абсорбере С-1, диаметр к-рого 3,5 м и к-рый имеет 7 клапанных тарелок. На верх колонны подается этановый конденсат с темп-рой -71°C . Сверху абсорбера С-1 выходит очищенный газ, к-рый отдает холод в рекуперативных теплообменниках, компримируется компрессором, совмещенным с турбодетандером ТК до давления 2,1 МПа, затем компрессором с паровой турбиной до давления 5,9 МПа и выводится с установки как товарный газ. Содержание меркаптанов в исходном газе 400–600, в товарном газе 10–20 мг/м^3 .

Конденсат отбирают снизу абсорбера С-1, сверху выводится этановая фракция, к-рая частично сбрасывается в очищенный газ, а частично используется для орошения абсорберов С-1 и С-2. Снизу абсорбера С-2 выводится ШФЛУ, к-рая откачивается на спец. установку очистки от меркаптанов и сероокиси углерода и далее поступает потребителю.

Н. И. Подлегаев.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ МАСЛЯНАЯ АБСОРБЦИЯ (НТМА) – один из методов абсорбционной очистки природного газа от меркаптанов, где в качестве поглотителя используется углеводородная жидкость (конденсат) при низких темп-рах.

Применение этого метода позволяет получить товарный газ с остаточным содержанием меркаптанов 5–20 мг/м^3 при кратности орошения 0,17 л/м^3 газа. Извлечение пропана ок. 54%, бутанов 97%.

Технологич. схема процесса НТМА на Оренбургском газоперерабатывающем заводе приведена на рис. (стр. 282).

Газ, предварительно очищенный от H_2S и CO_2 диэтаноломином, охлаждается в пропановом испарителе (3) до темп-ры

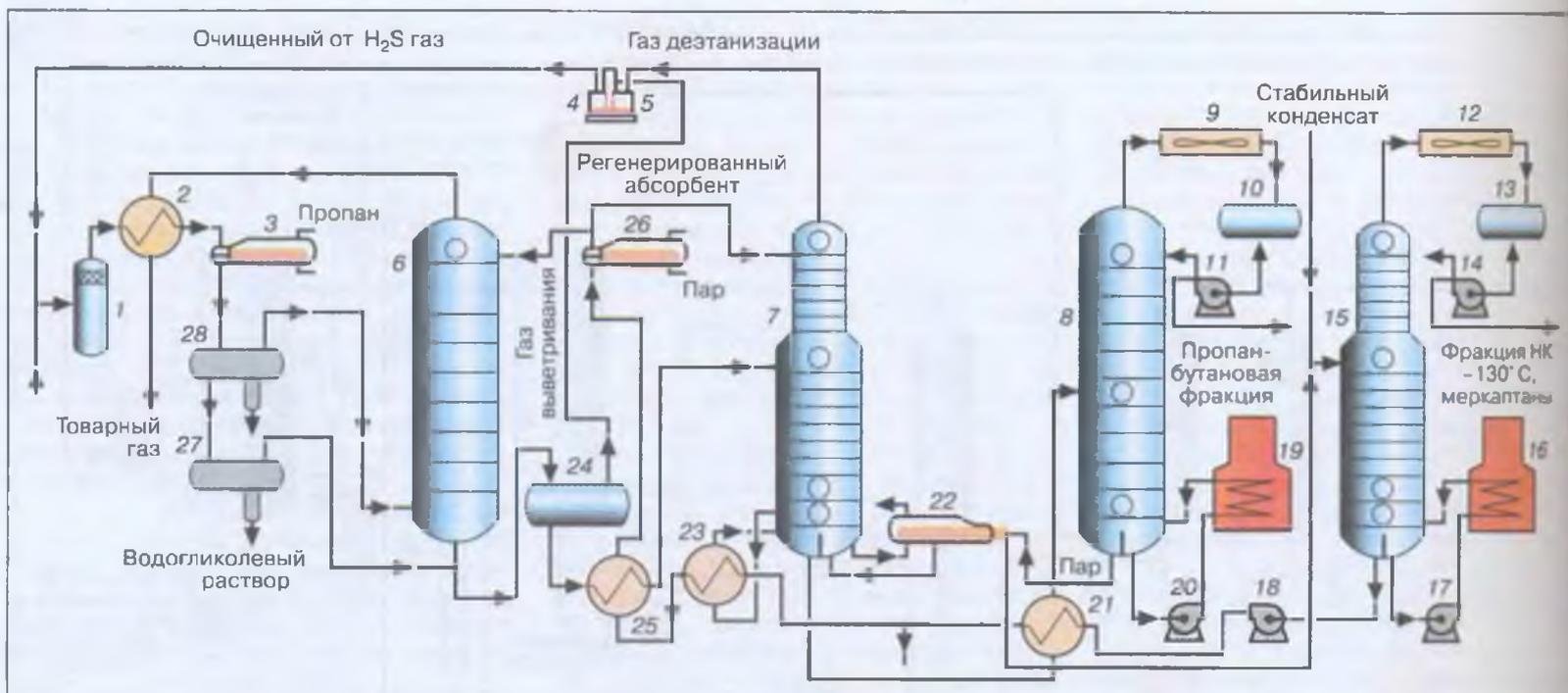
-30°C и подается в абсорбер (6), давление в к-ром 5,7 МПа. На верх абсорбера подается охлажденный абсорбент – фракция 130–200 $^{\circ}\text{C}$ углеводородного конденсата, получаемая в виде ниж. продукта регенератора (15). Очищенный от меркаптанов и тяжелых углеводородов газ – товарный газ, подается в газопровод, а насыщенный абсорбент последовательно проходит выветриватель (24), деэтанизатор (7), дебутанизатор (8) и регенератор (15), в к-рых соответственно давление 3,1 МПа, темп-ра 30 $^{\circ}\text{C}$; 1,45 МПа, в верх. части колонны темп-ра 16 $^{\circ}\text{C}$, в нижней 136 $^{\circ}\text{C}$; 1,17 МПа, 65 и 190 $^{\circ}\text{C}$; 0,18 МПа, 90 и 200 $^{\circ}\text{C}$. При этом метил-, этилмеркаптан и сероокись углерода (COS) переходят в пропановую фракцию, к-рая затем подвергается очистке NaOH на отд. установке.

В регенератор (15) подается также свежий конденсат. Верх. погон регенератора (низкокипящая фракция 130 $^{\circ}\text{C}$) выводится на установку стабилизации конденсата, а нижний – используется в качестве абсорбента. Часть регенерированного абсорбента (2%) постоянно выводится с установки, чтобы избежать накопления в нем продуктов разложения меркаптанов, гликоля, амина, попадающих в систему с газом.

Для предотвращения гидратообразования при захолаживании газа до -30°C в трубные пучки теплообменника (2) и пропанового испарителя (3) впрыскивается этиленгликоль в качестве ингибитора гидратообразования. Водный раствор гликоля выводят на регенерацию и используют повторно.

Н. И. Подлегаев.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ (НТС) газа – процесс промышленной об-



Низкотемпературная масляная абсорбция. Технологическая схема установки очистки газа от меркаптанов методом НТМА: 1 – сепаратор; 2, 21, 23, 25 – теплообменник; 3, 26 – пропановый испаритель; 4, 5 – компрессор; 6 – абсорбер; 7 – деэтаннизатор; 8 – дебутанизатор; 9, 12 – воздушный холодильник; 10, 13 – емкость орошения; 11, 14, 17, 18, 20 – насос; 15 – регенератор; 16, 19 – печь; 22 – кипятильник; 24 – выветриватель; 27 – коагулятор; 28 – трехфазный разделитель.

работки природного газа с целью извлечения из него *газового конденсата*.

Технология процесса заключается в ступенчатой сепарации газожидкостной смеси с применением низких темп-р на последней ступени сепарации и рекуперацией холода, получаемого за счет энергии пласта или холодильного цикла. Она пригодна для любой климатич. зоны, допускает наличие неуглеводородных компонентов в газе, позволяет обеспечить *точку росы* газа по воде и углеводородам в соответствии с требованиями ОСТа и уровень извлечения конденсата ($C_5H_{12+высш}$) до 97% (точка росы по углеводородам соответствует темп-ре сепарации). Принципиальная технологич. схема установки НТС газа приведена на рис. Получение холода на установках НТС производится при наличии достаточного перепада давления на штуцере (эжекторе) за счет дроссель-эффекта. С целью более рационального использования энергии пласта в схему вместо штуцера может быть включен турбодетандер (см. в ст. *Детандер*). При снижении давления в процессе разработки м-ния до значения, когда получить заданную темп-ру сепарации за счет энергии пласта не представляется возможным, в схему включается источник искусственного холода или компрессор.

Технологич. режим установки НТС определяется термодинамич. характеристикой м-ния, составом газа, конденсата и требованиями, предъявляемыми к продукции промысла. Для предупреждения образования *газовых гидратов* в схемах НТС предусматривается ввод *ингибитора гидратообразования* в газовый поток.

Давление в последней ступени сепарации обычно определяется давлением в газопроводе. С ростом темп-ры сырья, поступающего на вход *установки ком-*

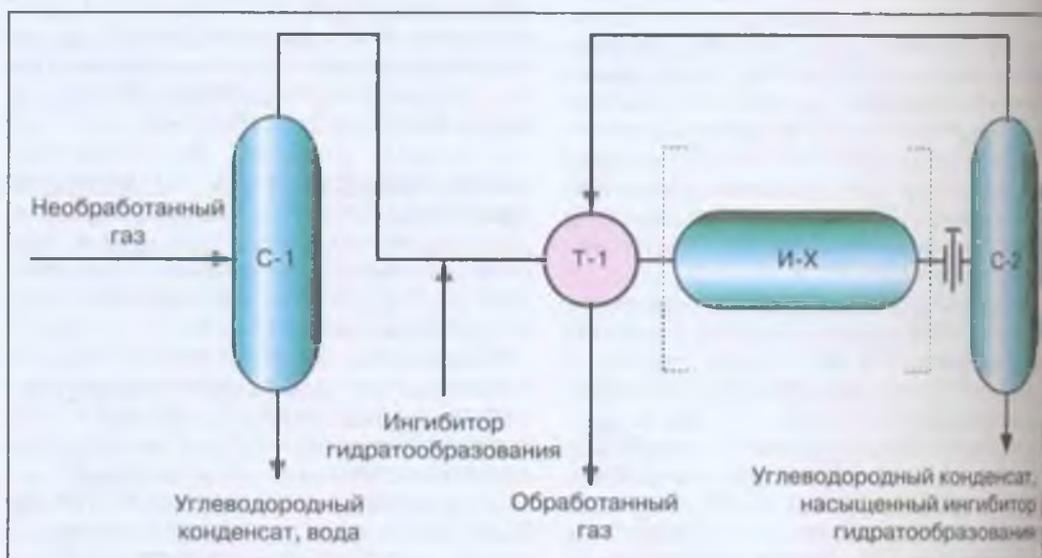
плексной подготовки газа (УКПГ), увеличивается число ступеней охлаждения и *сепарации газа*. Напр., на УКПГ нефтегазоконденсатного Кокдумалакского м-ния (Узбекистан) при темп-ре входа потока 72–74 °С число ступеней сепарации газа (включая и низкотемпературную) выросло до 4, а число ступеней охлаждения газа до 3 (включая воздушное охлаждение).

Темп-ру последней ступени сепарации устанавливают из условия необходимой глубины выделения влаги и тяжелых углеводородов.

К достоинствам установок НТС можно отнести низкие капитальные и эксплуатационные затраты при наличии свободного перепада давления и одновременную с извлечением конденсата *осушку* газа; к недостаткам – низкие степени извлечения

конденсатообразующих компонентов из тощих газов, непрерывное снижение эффективности в процессе эксплуатации за счет облегчения состава пластовой смеси необходимость коренной реконструкции на период исчерпания дроссель-эффекта. В проектах обустройства сев. промыслов России предусмотрены высоконапорные компрессорные агрегаты для создания перепада давления в период падения *пластового давления*.

Первая пром. установка НТС была пущена в эксплуатацию в 1950 в США и состояла из низкотемпературного сепаратора со змеевиком в ниж. части, предназначенным для расплава гидратов. Теплый газ из скважины проходил через змеевик, затем дросселировался и поступал в сепаратор, откуда отсепарированный газ направлялся в газопровод, а углеводород-



Принципиальная технологическая схема установки низкотемпературной сепарации: С-1 – сепаратор 1-й ступени; С-2 – низкотемпературный сепаратор; Т-1 – рекуперативный теплообменник; И-Х – испаритель-холодильник.

ный конденсат – на выветривание. В 1953 ВНИИгаз предложил способ обработки газа газоконденсатных м-ний методом НТС. Были рассмотрены варианты схем с использованием охлаждения газа *дросселированием* и искусственного холода, разработаны методики термодинамич. расчета схем и расчета фазовых равновесий. В 1959 на Ленинградском м-нии Краснодарского кр. была пущена в эксплуатацию 1-я отечеств. установка. Метод НТС является базовой технологией промышленной подготовки конденсатосодержащего газа.

Дальнейшее развитие НТС шло по пути усложнения установок: в схему сначала включили рекуперативный теплообменник, затем систему впрыска и регенерации ингибитора гидратообразования, далее холодильные машины или турбодетандер вместо дросселя, систему стабилизации конденсата. Для повышения эффективности НТС применяют сорбцию в потоке (впрыск в поток газа *стабильного конденсата* или др. углеводородных жидкостей), эжектор для утилизации газов дегазации конденсата и противоточную абсорбцию отсепарированного газа (замена низкотемпературного сепаратора на абсорбер-сепаратор, представляющий собой *многофункциональный аппарат*, в к-ром на разл. этапах разработки м-ния можно осуществлять процессы НТС, *отбеливания* и осушки газа).

Совр. модификации технологии НТС оснащены узлом подготовки выделенного конденсата к транспортированию на дальние расстояния по *конденсатопроводам*. Этот узел обеспечивает требуемую упругость паров конденсата путем дегазации или ректификации и охлаждения (нагрева) его до заданной темп-ры транспортирования, что особенно важно в случае пролегания конденсатопровода в зоне *многолетнемерзлых пород*.

Развитие промышленных технологий идет по пути интенсификации и модернизации процесса НТС в соответствии с возрастающей стоимостью жидких углеводородов и повышением требований к качеству товарного газа. Процесс НТС осуществляют при давлении 6,0–7,5 МПа и тем-ре от –25 до –30 °С. При этом реализуют технич. предложения по углублению извлечения жидких углеводородов: впрыск охлажденного конденсата из первичного разделителя в поток газа перед низкотемпературным сепаратором; использование эффекта *абсорбции*; макс. повышение давления в концевых разделителях установок и др. Такая технология внедрена на УКПГ валанжинских залежей *Ямбургского месторождения*.

Для еще более глубокого извлечения углеводородов из конденсатосодержащего газа разработана модификация процесса НТС – процесс НТС и ректификации (НТСР). Проведение процесса НТСР на температурном уровне ок. –80 °С обеспечивает достаточно высокое извлечение углеводородов (в % масс.): этан ок. 50, пропан-бутановая фракция 85–90, $C_{5+высш}$ 99–100. Процесс НТСР

может также работать в режиме деэтанзации с получением деэтанизиров. конденсата или в режиме частичной деэтанзации с получением нестабильного этансодержащего конденсата.

Во ВНИИгазе также разработан малоэнергоемкий процесс *низкотемпературной конденсации* и абсорбции, позволяющий достичь глубины извлечения легких углеводородов, аналогичной при проведении НТСР, и получать нестабильный этансодержащий конденсат.

Указанные процессы низкотемпературной промышленной обработки газа наиболее адаптированы к условиям газоконденсатных промыслов С. России и рассматриваются как реальная альтернатива традиционной технологии НТС.

Лит.: Гриценко А.И., Александров И.А., Галанин И.А., Физические методы переработки и использование газа, М., 1981; Горная энциклопедия (под ред. Е.А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

Е. Н. Туревский.

«НИИГАЗЭКОНОМИКА» (Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности) – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Головной науч. центр в области экономики с функциями координации экономич. исследований в отрасли (с 2003). Адм. центр – г. Москва. С 1997 правопреемник Отделения науч. исследований в области экономики и прогнозов развития газовой пром-сти (с сохранением юридич. лица) ВНИИГаза, созданного на базе преобразованного в 1993 Всес. н.-и. ин-та экономики, организации произ-ва и технико-экономич. информации в газовой пром-сти (осн. в 1967).

На нач. 2003 «Н.» имеет 13 самостоятельных науч. вспомогательных подразделений.

Исследования и разработки института нацелены на решение след. важнейших стратегич. и текущих проблем: разработка стратегии, прогнозов и программ развития «Газпрома» на долгосрочную перспективу в условиях реформирования внутреннего и внешних рынков газа; обоснование сокращения затрат и повышение эффективности хозяйственной деятельности института; совершенствование корпоративного упр-ния.

Подразделения института выполняют работы, всесторонне охватывающие экономич. проблемы «Газпрома» и его дочерних организаций, в т. ч. исследования в области: экономики добычи и транспорта газа; прогнозирования развития и инвестиционной деятельности «Газпрома»; управления в газовой пром-сти; системных резервов функционирования *Единой системы газоснабжения* для обеспечения надежности газоснабжения; ценообразования, анализа производств. затрат; анализа и прогноза рынков газа и оптимизации схем потоков газа; экономики материально-технического обеспечения; экономики газовой пром-сти СНГ и стран Балтии; экономики сырьевой базы; анализа эффективности разработки и

внедрения новой техники; экономики нетрадиционных форм использования природного газа.

Институт проводит технико-экономич. экспертизы прединвестиционных исследований и инвестиционных проектов газовой пром-сти. Ведутся разработки по экологич. мониторингу, инструментальной базе экологич. исследований.

В качестве головного науч. центра институт выполняет функции координации отраслевых и межотраслевых исследований, проводимых н.-и. и проектными ин-тами, обеспечивает взаимодействие с науч. ин-тами Рос. академии наук и др. отраслей.

Институт принимает активное участие в междунар. сотрудничестве по проблемам газовой пром-сти.

Т. И. Штилькин.

НОВОПОРТОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в юго-вост. части п-ова Ямал, в 15 км к С.-З. от пос. Новый Порт. Входит в *Западную-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1964.

М-ние приурочено к антиклинальному поднятию, осложняющему юго-вост. часть одноименного вала, и представляет собой антиклинальную складку С.-сев.-зап. простирания, размеры к-рой 34 × 13 км, амплитуда 140 м.

На м-нии в интервале глуб. 470–2950 м выявлены газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в сеноманских отложениях верх. мела (пласт ПК₁), альбских (ХМ₁), аптских (ГП₁), готерив-валанжинских (новопортвовская свита) мела (пласты НП₁, НП_{2–3}, НП₄, НП_{5–6}, НП₇, НП₈, НП_{9–10}), ср. юры (тюменская свита), ниж. юры (Ю_{1–2}), а также в отложениях палеозоя. *Продуктивные горизонты* представлены песчаниками и алевролитами с пористостью от 18 (Ю_{1–2}) до 32% (ПК₁). Эффективные толщины 1,8–19,6 м. Начальное пластовое давление 4,9–27,1 МПа; дебиты газа 89–687 тыс. м³/сут (диам. штуцера 19 мм). Залежи массивные (ПК₁), пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически (неоком) и стратиграфически экранированные (палеозой). ГНК проводится на абс. отметке от –950 до –2701 м, ВНК и ГВК на абс. отметке от –442 до –2760 м. Осн. запасы газа и нефти связаны с пластами новопортвовской толщи. Состав газа (в %): метан 86,7–90,2; этан 4,3–6,4; пропан 0,8–1,8; бутан 0,5–0,8; пентан и высш. углеводороды 0,5–3,4; азот 0,3–1,2; углекислый газ 0,4–1,9.

На нач. 2002 начальные разведанные запасы газа категорий А + В + С₁ составляют 211 млрд. м³, из них 5,4 млрд. м³ в альбских и аптских пластах, 130 млрд. м³ в пластах новопортвовской свиты, 49,9 млрд. м³ в отложениях юры и 25,7 млрд. м³ в отложениях палеозоя. Запасы газа категории С₂ в целом по м-нию оценены в 54,8 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению. *В. И. Старосельский.*

НОРМА ОТБОРА ГАЗА из скважины, см. в ст. *Технологический режим эксплуатации*.

НОРМАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ – физич. условия, определяемые давлением $p = 0,1013 \text{ МПа} = 760 \text{ мм рт. ст.}$ (норм. атмосфера) и темп-рой $273,15 \text{ К}$ ($0 \text{ }^\circ\text{C}$), при к-рых молярный объем газа $V_0 = 2,2414 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{моль}$.

«НОЯБРЬСКИЕ ГАЗДОБЫЧА» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Ведет добычу природного газа и конденсата на Ю. Ямало-Ненецкого авт. округа. Адм. центр – г. Ноябрьск. Создано в 1999 в результате преобразования предприятия «Ноябрьскгаздобыча».

В 1977 было создано газопромысловое упр-ние «Вынгапургаздобыча» производств. упр-ния «Тюментрансгаз». В 1984 газопромысловое упр-ние реорганизовано в Ноябрьское упр-ние по добыче и транспортировке газа производств. объединения «Сургуттрансгаз». В 1997 после реструктуризации РАО «Газпром» на базе Ноябрьского упр-ния созданы предприятие по добыче природного газа и газового конденсата «Ноябрьскгаздобыча» и Ноябрьское упр-ние магистральных газопроводов «Сургутгазпрома».

В 1978 введен в эксплуатацию Вынгапуровский газовый промысел, газ к-рого был направлен в магистральный газопровод Вынгапур – Челябинск. В 1993 в строй действующих вошел Комсомольский, в 1996 – Западно-Таркосалинский газовые промыслы, в 1999 сдана в пром. эксплуатацию 1-я очередь *Губкинского месторождения*, и газ подан в магистральный газопровод Уренгой – Сургут – Челябинск. В сер. 1999 газовики «Н.» добыли 500-миллиардный м^3 природного газа.

На нач. 2003 в состав «Н.» входят Вынгапуровский, Комсомольский, Западно-Таркосалинский, Губкинский и Вэнга-яхинский газовые промыслы. По объемам добычи природного газа «Н.» занимает 4-е место в России. В 2002 общая добыча предприятия составила 65,5 млрд. м^3 газа, в т. ч. собств. добыча – 48,5 млрд. м^3 , услуги по добыче и подготовке газа – 17 млрд. м^3 .

В 2002 началась разработка комплекса Вэнгаяхинского газового м-ния и *Етыпу ровского месторождения*. После выхода м-ний на проектную мощность ожидается ежегодный прирост добычи 25 млрд. м^3 газа.

Низкая себестоимость добычи газа в «Н.» объясняется удачным географич. расположением эксплуатируемых м-ний, состоянием недр, небольшим сроком разработки м-ний (менее 10 лет для большинства из них), а также политикой руководства предприятия, к-рое не до-

пускает создания затратных и малопродуктивных структур в составе предприятия, проводит работу по оптимизации расходов на добычу газа. Это позволяет предприятию выступать в роли генерального оператора по оказанию услуг по добыче и подготовке газа независимым недропользователям.

«Н.» уделяет большое внимание соц. вопросам, оказывает благотворительную и финансовую помощь различным соц. и культурным учреждениям и организациям, в т. ч. коренному населению (родоплеменной общине «Еты-Яля» в пос. Халыасавэй), занимается стр-вом объектов соц. назначения.

М. И. Галькович.

«НПЦ ПОДЗЕМГИДРОМИНЕРАЛ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Научно-производств. центр выполняет комплекс науч., проектных и подрядных работ по освоению и использованию пластовых пром. вод в качестве гидроминерального сырья. Адм. центр – г. Москва. Создан в 1999 в результате преобразования Всес. н.-и. и проектного ин-та по использованию глубинного тепла Земли (ВНИИГеотерм), основанного в 1982 для науч. и проектного развития геотермального произ-ва в стране.

В период с 1982 по 1992 на базе науч. и проектных разработок института были созданы производств. мощности геотермальной энергетики, обеспечивающие разведку, добычу и использование теплоэнергетич. вод на терр. Сев. Кавказа, Краснодарского кр., Камчатской обл. и др. термоаномальных регионов быв. СССР.

В сер. 1990-х гг. в условиях рыночной экономики институт был переориентирован на более перспективные направления, основным из к-рых стало извлечение из подземных минерализов. вод ценных химич. элементов и их соединений, имеющих высокий спрос в России и за рубежом. В соответствии с тематикой изменился и статус института.

На нач. 2003 ООО является единств. специализированной организацией в структуре «Газпрома» по гидроминеральному сырью. В результате проведенных исследований изучена ресурсная база гидроминерального сырья большинства разрабатываемых м-ний, проанализирован химич. состав попутных и пластовых вод, разработана технология извлечения ценных компонентов, обоснована принципиальная возможность создания эффективных предприятий по извлечению ценных компонентов из пластовых вод действующих газовых и газоконденсатных м-ний. В Центре созданы уникальные опытные установки по комплексной переработке гидроминерального сырья, позволяющие получать из подземных вод представи-

тельные образцы товарной продукции: йод, бром, бромид кальция, оксид магния, литиевый концентрат, стронций, рубидий, цезий, поваренную соль и др. компоненты.

«Н.» имеет филиал в г. Махачкала, комплексные отделы в гг. Астрахань, Ставрополь и Оренбург, шесть н.-и. лабораторий, отдел проектирования и упр-ния проектами, опытно-экспериментальную базу, отдел научно-технической информации и необходимые сервисные службы.

Гл. задачей центра является организация произ-в по извлечению ценных компонентов из пластовых пром. вод на эксплуатируемых м-ниях «Газпрома». Создание объектов гидроминерального произ-ва предусматривается на *Астраханском месторождении*, Северо-Ставропольском м-нии, *Оренбургском месторождении*, а также *Вуктыльском месторождении*. Из них в качестве первоочередных для освоения выделены Астраханское и Ставропольское м-ния.

Приоритетность работ в области произ-ва йода обусловлена его острым дефицитом, поскольку единственный в России Троицкий йодный з-д в Краснодарском кр. выпускает менее 200 т продукции в год (при потребности 1000 т и более).

Осн. внимание уделено работам, направленным на создание произ-в по извлечению ценных компонентов на м-ниях, вступивших в стадию падающей добычи углеводородов. Организация на таких м-ниях предприятий гидроминерального произ-ва с использованием существующего фонда скважин, производств. мощностей, развитой инфраструктуры и квалифицированных кадров позволит при незначительных затратах продлить сроки эксплуатации м-ний и получить существ. прибыль. Эффективность создания объектов гидроминерального произ-ва подтверждается технико-экономическими показателями, полученными для различных м-ний. Напр., капитальные вложения для ввода в эксплуатацию Астраханского йодного з-да производительностью 200 т йода в год имеют срок окупаемости 6–7 лет, при внутр. норме доходности 23%.

Огромные запасы попутных и пластовых вод с пром. концентрациями ценных компонентов, острая потребность в них отечественной пром-сти, высокая эффективность предприятий гидроминерального произ-ва и возможность их создания на разрабатываемых газовых и газоконденсатных м-ниях определяют значимость проведения дальнейших работ в этой области и обуславливают необходимость сотрудничества ООО с предприятиями смежных отраслей пром-сти.

М. А. Очаров.



«О КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ РФ» — федеральный закон, определяющий статус континентального шельфа России и регулирующий правовые отношения по вопросам *недропользования*. Принят в 1995 с последующими изменениями.

Континентальный шельф (КШ) Рос. Федерации включает: морское дно и недра подводных районов, находящихся за пределами территориального моря на всем протяжении естеств. продолжения сухопутной территории РФ до внеш. подводной окраины материка. Последняя является продолжением континентального массива, включающим в себя поверхность и недра КШ, склона и подъема.

Внутр. границей КШ является внеш. граница территориального моря, а внеш. граница находится на расстоянии 200 морских миль от исходных линий, от к-рых измеряется ширина территориального моря. Если подводная окраина простирается на расстояние более 200 морских миль, то внеш. граница КШ совпадает с внеш. границей подводной окраины материка.

Данная статья рассматривает аспекты этого закона, касающиеся только минеральных (в т. ч. нефтяных и газовых) ресурсов. Минеральные ресурсы КШ находятся в ведении РФ; деятельность по разведке, разработке таких ресурсов и их охране входит в компетенцию правительства РФ.

Участки КШ могут предоставляться физич. и юридич. лицам РФ и иностр. гос-в, а также создаваемым на основе договора о совместной деятельности объединениям юридич. лиц, являющимся стороной *соглашения о разделе продукции* (СРП) при условии, что участники объединения несут солидарную ответственность по обязательствам такого соглашения.

Участки предоставляются в пользование для регионального геологич. изучения КШ в целях изучения перспектив рудности и нефтегазоносности крупных регионов КШ (геолого-геофизич. работы, геологич. съемка, ниж.-геологич. изыскания, ресурсные исследования); поиска, разведки и разработки минер. ресурсов (раздельных и одновременных); сбора минералогич., палеонтологич. и др. геологич. коллекционных материалов и др.

Параметры участков (в т. ч. площадь морского дна с координатами ее границ и глубины недр) указываются в *лицензии*. Порядок и условия проведения конкурсов (аукционов) на право пользования участками, сроки действия лицензий, права и обязанности пользователей участков, требование к безопасному ведению работ и т. д. регламентируются федераль-

ными законами, применимыми к КШ и деятельности на нем. Лицензии на региональное изучение КШ, поиск, разведку и разработку минер. ресурсов выдаются уполномоченным на то федеральным органом по геологии и использованию недр.

При выдаче лицензий согласовываются с пользователем участков и оформляются в лицензии объемы инвестиций на развитие социально-производств. структуры прибрежных терр. субъектов РФ, непосредственно связанных с разведкой и разработкой минер. ресурсов.

Право пользования участками не может быть передано пользователями третьим лицам в порядке переуступки прав, предусмотренном законодательством РФ.

Особенности отношений, возникающих при пользовании участков КШ в соответствии с условиями СРП, устанавливаются соответствующим законом, принятым в 1995 с последующими изменениями.

Правительство РФ регулирует и контролирует буровые работы на КШ для любых целей, к-рые осуществляются в соответствии с настоящим законом и междунар. договорами Рос. Федерации.

Гос. экологич. экспертиза на КШ является обязательной мерой по защите минер. ресурсов и предшествует разработке и совершенствованию законодательства РФ о КШ и деятельности на нем. Предметом гос. экологич. экспертизы являются проекты федеральных программ, планов и проектная документация, относящаяся к региональному геологич. изучению КШ, поиску, разведке и разработке минер. ресурсов, созданию и использованию трубопроводов, захоронению отходов. Гос. экологич. экспертиза осуществляется специально уполномоченным федеральным органом по охране окружающей среды и природных ресурсов в соответствии с законодательством РФ.

Закон обязывает проводить гос. мониторинг КШ, к-рый является составной частью единой системы экологич. мониторинга РФ. Он представляет систему регулярных наблюдений за состоянием морской среды и донных отложений, в т. ч. за показателями химич. и радиоактивного загрязнения.

Захоронение отходов и др. материалов на КШ допускается только на основании разрешения, выдаваемого специально уполномоченным на то федеральным органом по охране окружающей среды и природных ресурсов, при наличии гос. экологич. экспертизы.

Платежи за пользование минеральными ресурсами КШ осуществляют физич. и юридич. лица Рос. Федерации и иностр.

гос-в независимо от формы собственности, а также создаваемые объединения юридич. лиц, являющиеся стороной СРП. Система платежей за пользование минер. ресурсами КШ включает: сборы за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий; плату за геологич. информацию о минеральных ресурсах; платежи за пользование минеральными ресурсами. Кроме того, пользователи уплачивают налоги и сборы, предусмотренные законодательством РФ.

Вопрос о финансовых обязательствах РФ в связи с разработкой минеральных ресурсов за пределами 200 морских миль регулируется Правительством РФ в соответствии с междунар. договорами РФ.

Распределение произведенной продукции, полученной гос-вом в соответствии с условиями СРП, или ее стоимостного эквивалента между РФ и субъектом РФ, территория к-рого используется для проведения работ по СРП, при пользовании участками КШ осуществляется на основе договоров между органами исполнительной власти РФ и субъектом федерации к каждому отд. соглашению.

Система платежей за пользование участками КШ применяется в отношении СРП в соответствии с положениями федерального закона о СРП.

Охрана, в т. ч. минеральных ресурсов КШ, осуществляется федеральными органами по пограничной службе; по геологии и использованию недр; гос. горного надзора; по охране окружающей среды и природных ресурсов. Координацию сил органов охраны КШ осуществляет федеральный орган по пограничной службе.

Споры между физич., юридич. лицами по поводу реализации их прав и обязанностей на КШ разрешаются в административном порядке или в судах РФ. Споры между РФ и иностр. гос-вами по поводу реализации их прав и обязанностей на КШ разрешаются в соответствии с междунар. договорами РФ и нормами междунар. права.

ОБВОДУНЕНИЕ газовой залежи — природный геотехнологич. внутрипластовый (эндогенный) процесс поступления в газонасыщенную часть залежи *пластовой воды* из окружающей залежь пластовой водонапорной системы. Это могут быть контурные, подошвенные пластовые воды или те и другие вместе.

Процесс **О. залежи** характеризуется целым рядом эффектов, к-рые существенно сказываются на эффективности за-проектированных систем разработки и кол-ве извлекаемых запасов газа.

Как правило, поступление пластовой воды в газовую залежь начинается после

создания *начальной водогазовой депрессии* в зоне *газоводяного контакта*.

Темп поступления пластовой воды в залежь зависит от активности водонапорной пластовой системы, ее упругоэластических и коллекторских свойств, темпов разработки газовых залежей, их микро- и макронеоднородности, характера О. газонасыщенного объема.

Поступление пластовой воды в газовую залежь приводит как к негативным, так и к позитивным последствиям. Негативные последствия связаны с уменьшением извлекаемых запасов газа и осложнениями при эксплуатации скважин вплоть до их остановки (водопроявления, нарушения устойчивости забоя, солеобразование в стволе скважины и др.). Позитивные последствия проявляются в том, что за счет поступления воды темпы падения *пластового давления* в газовой части уменьшаются. Это приводит к более благоприятным условиям поставки газа в газопровод (продление периода бескомпрессорной эксплуатации, снижение мощности *дожимных компрессорных станций*) и уменьшению темпов падения *дебитов* скважин, за счет чего от темпов падения пластового давления. В практике встречались случаи, когда за счет активного вторжения пластовой воды пластовое давление в газовой залежи практически не снижалось (жесткий водонапорный режим).

За счет макронеоднородности пластов-коллекторов и макронеоднородности продуктивной толщи происходит неравномерное вторжение пластовой воды. Пластовые воды м-ния природного газа насыщены (в той или иной степени) газом углеводородного состава с неуглеводородными компонентами. При снижении пластового давления в водоносной области происходит *дегазация пластовых вод*.

Зональная неоднородность газонасыщенной продуктивной толщи (по площади и толщине) приводит к образованию локальных неоднородностей фронта вытеснения газа водой. Эти геотехнологич. процессы характеризуются формированием в продуктивной толще *макрозатемлений газа* в виде отд. «целиков», образованием *языков обводнения* и др. последствий неравномерности вторжения воды.

Технологический режим эксплуатации скважин предусматривает создание условий по предотвращению образований водяных конусов. Эти условия контролируются величиной *предельной безводной депрессии*, начальное значение к-рой устанавливается при спец. испытаниях скважин, а прогноз ее изменения рассчитывается с помощью математич. моделей. Для скважин с горизонтальными стволами вместо конуса могут образовываться водяные валы вдоль ствола.

Процесс вторжения пластовых вод в газоконденсатные залежи может привести к образованию перед фронтом вытеснения конденсатного вала — оторочки из выпавшего в пласте ретроградного конденсата. Наличие конденсатного вала было обнаружено на ряде газокон-

денсатных залежей Сев. Кавказа по значительному увеличению содержания конденсата в продукции скважин.

При наблюдении за разработкой газовых м-ний Сев. Кавказа было установлено явление *внутреннего обводнения* газонасыщенного объема, связанного с поступлением в газонасыщенную часть пластов-коллекторов реликтовой пластовой воды.

Геотехнологич. процессы О. газовых залежей оказывают существен. влияние на эффективность *систем разработки*. В связи с этим важное значение имеют методы прогнозирования и регулирования этих процессов на основе разл. рода моделей и средства мониторинга.

Лит.: Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхириев Р. И., Коротаев Ю. П., Кабанов Н. И., Теория и опыт добычи газа, М., 1998; Вяхириев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ОБРАТНАЯ КОНДЕНСАЦИЯ, см. в ст. *Ретроградные явления*.

ОБСАДНАЯ КОЛОННА — предназначена для крепления буровых скважин, а также изоляции *продуктивных горизонтов* при эксплуатации. Составляется из обсадных труб путем последовательного их свинчивания.

Обсадные трубы, применяемые при бурении нефтяных и газовых скважин, изготавливаются в осн. из стали с двумя нарезанными концами и навинченной муфтой на одном конце. Резьба труб выполняется конической, треугольной или спец. трапецеидальной профиля. Для создания герметичности при высоких давлениях (более 30 МПа) применяются соединения с уплотнительными элементами. Обсадные трубы выпускаются по наружному диам. от 114 до 508 мм, длиной 9,5–13 м. Толщина стенок труб в зависимости от диам. 5–16 мм. Различают 7 групп прочности обсадных труб: Д, К, Е, Л, М, Р, Т с пределом текучести 379–1065 МПа. На каждой трубе наносится маркировка с указанием диаметра, группы прочности, толщины стенки, номера трубы и даты выпуска.

Применяется О.к. 4 видов: направление, кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонны.

Направление предназначено для крепления верх. интервала, представленного рыхлыми неустойчивыми породами (в осн. наносами) с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор.

Кондуктор устанавливается для крепления верх. интервала неустойчивых, разрушенных и выветренных пород, изоляции водоносных горизонтов с питьевой и минер. водами от загрязнения, установки на устье *противовыбросового оборудования* и подвески последующих колонн. Глубина спуска кондуктора выбирается из условия предупреждения гидроразрыва пород под башмаком кондуктора и миграции газа вверх в процессе ликвидации газоводонефтепроявлений при вскрытии

пластов с *аномально высокими пластовыми давлениями*.

Промежуточная колонна предназначена для крепления и изоляции вскрытого интервала пород от нижележащих горизонтов, несовместимых с ним по условиям бурения. Промежуточных колонн может быть несколько в зависимости от геологич. разреза и глубины скважины. Они могут быть сплошные, перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья, и потайные — закрепляющие только необсаженный интервал с перекрытием предыдущей колонны на 100–200 м. Глубину спуска и кол-во промежуточных колонн рассчитывают, выделяя зоны совместимых условий бурения снизу вверх с учетом интервалов возможных обвалов, осыпей, кавернообразований, пластич. деформаций горн. пород, наличия зон возможных газонефтеводопроявлений и поглощений *бурового раствора*, *пластовых давлений* и давлений гидроразрыва.

Эксплуатационная колонна предназначена для крепления и разобщения продуктивных горизонтов, а также изоляции их от других горизонтов геологич. разреза. При благоприятных условиях в качестве эксплуатационной колонны может быть использована промежуточная колонна. Эксплуатационная колонна образует канал для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов (вода, газ и др.) в пласт. Глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта колонну перфорируют или оснащают фильтром. Через перфорационные отверстия в колонне в скважину поступает пластовый флюид, к-рый перемещается к устью по *насосно-компрессорной колонне*.

Спущенные О.к. цементируют в стволе скважины. Высоту подъема цементного раствора за промежуточными и эксплуатационными колоннами выбирают в соответствии с существующими технич. правилами из условий разобщения и изоляции всех газонефтеносных и водонапорных горизонтов, повышения несущей способности обсадных труб, создания высокопрочной крепи, защиты обсадных труб от коррозионного воздействия агрессивных сред.

Направление и кондуктор цементируют до устья.

О.к. подвергается воздействию наружного давления жидкости, газа в пластах горн. пород, влияние к-рых особенно сказывается в глинистых и соляных отложениях; воздействию внутр. давления нефти, газа, а также бурового раствора, собств. массы и усилия натяжения колонн, обусловленного влиянием темп-ры и давления, и др. Длины, диаметры и число О.к. определяются геологич. условиями бурения (градиентом давления гидравлич. разрыва пласта, пластовыми давлениями, устойчивостью разбуриваемых пород и др.), уровнем техники и технологии *строительства скважины*, условиями предупреждения и ликвидации возможных осложнений и аварий и др.

Диаметр эксплуатационной колонны и глубина скважины являются осн. параметрами для определения диаметра промежуточных колонн. При выборе конструкций колонн учитывается экономичность сооружения с учетом длительности эксплуатации. На ниж. участке О. к. устанавливаются обратный клапан, турбулизаторы, центрирующие фонари и др. для обеспечения надежного цементирования. Диаметры эксплуатационных колонн 114–168 мм, промежуточных колонн 178–503 мм. Длина О. к. достигает до 7000 м. а масса 350–400 т. Для спуска колонн используется вышка, лебедка, талевая система, а также механизмы для подвешивания спущенной колонны в устье скважины.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ОБСАДНАЯ ТРУБА, см. в ст. *Обсадная колонна*.

ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПЛАСТОВОГО ГАЗА, см. в ст. *Коэффициент сжимаемости газа*.

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИНЫ – совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Применяется для добычи нефти (газа), а также для закачки воды, рабочих агентов (для повышения нефте- и конденсатоотдачи), газа (в процессе создания *подземных хранилищ газа*).

В скважину спускают спец. оборудование (установки), обеспечивающее транспортирование продукции каждого пласта на поверхность (или закачку с поверхности в каждый пласт) по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и обработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологич. воздействие на его *призабойную зону*. О.-р.э.с. позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию м-ний.

Технологич. схемы О.-р.э.с. классифицируют по кол-ву эксплуатируемых пластов; установки О.-р.э.с. – по конструктивному оформлению: с концентрическими, параллельными и одноколонными рядами *насосно компрессорных труб* (НКТ), а также с регулированием отбора или закачки продукции по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина *газового фактора*, содержание *газового конденсата*, уровень *пластовых давлений* и темп-р, состав добываемой или закачиваемой продукции, наличие агрессивных примесей, песка, парафина, минеральных солей и т.д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологич. схемы О.-р.э.с. Различают установки по добыче и по закачке. Первые в зависимости от способа добычи подразделяются на установки по добыче нефти и газа фонтанным или газлифтным (внутрискважинный газлифт) способами, а также добычи нефти глубинно-насосным или фонтанным и глубинно-насосным способами одновременно. Установки по закачке бывают с регулированием расхода на устье или на забое скважины.

Добычу газа из двух, трех и более пластов фонтанным способом осуществляют установками с параллельными рядами НКТ. В установках УГП (установки газовые с параллельными рядами НКТ) в коррозионно-стойком исполнении предусмотрена возможность заполнения забортного пространства *ингибиторами коррозии* и *ингибиторами гидратообразования*, к-рые подают в полость НКТ через ингибиторный клапан. Для освоения скважины и промывки пробок используют циркуляционные клапаны. Независимое извлечение *пакеров* обеспечивается разъединителем колонн. О.-р.э.с. осуществляется также при газлифтной добыче нефти и газа, для чего скважину оборудуют установками внутрискважинного газлифта.

О.-р.э.с. при закачке осуществляется с автоматич. регулированием расхода закачиваемого агента на забое или устье скважины. Изменение режима закачки производят без извлечения скважинного оборудования.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ОДОПУ-МОРЕ – нефтегазоконденсатное м-ние, расположенное на шельфе Охотского м., в 45 км к Ю.-В. от г. Оха, в 6–8 км от берега о-ва Сахалин. Входит в *Охотскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1977.

Приурочено к Одоптинской антиклинальной зоне. По кровле нутовской свиты ниж. миоцена ее размер 6,5×32 км, амплитуда 200 м. Свод структуры осложнен 3 куполами – северным, центральным и южным, размеры к-рых от 6 до 12 км. Зап. крыло складки более крутое, чем восточное; углы падения слоев 5–17° и 3–7°. В отложениях нижнениутовской подсвиты на глубинах 1250–1972 м в пределах центр. и юж. куполов выявлено 13 продуктивных пластов-коллекторов эффективной мощностью 2–25 м, их пористость 19–22%; начальное пластовое давление 12,3–17,8 МПа; пластовая темп-ра 62–72 °С. Газ содержит (в %): метан 94,88; этан 3,80; пропан 0.10; бутаны 0,20; пентан и выш. углеводороды 0,13; азот 0,39; углекислый газ 0,50. Содержание конденсата 24,6–48,2 г/м³.

На сев. куполе в пластах XIX-1, XX-2, XY-3 и XXI-1 на глубинах 1375–1646 м выявлены нефтяные залежи. Плотность нефти 0,839–0,871 г/см³; содержание серы 0,4–0,7%, парафина 0,5–1,3%, смол и асфальтенов 3,91–8,8%. Начальные дебиты нефти от 10,5 до 90 т/сут.

На нач. 2002 запасы газа м-ния категории А+В+С₁ составили 58,1 млрд. м³, категории С₂ – 26,2 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

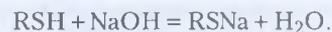
ОДОРАНТ (от лат. odor – запах) – вещество, добавляемое в газ или воздух для придания ему характерного запаха. Ввод О. в поток газа осуществляется на одоризационных установках и способствует устранению его утечек.

Кол-во вводимого в газ О. должно быть таким, чтобы концентрация его па-

ров в газе была достаточной для восприятия человеком с нормальным обонянием, при этом объемная концентрация газа не должна превышать 1/5 величины ниж. концентрационного предела взрываемости его в воздухе. Практически эта величина составляет 10–30 г на 1000 м³ газа и зависит от качества газа, его давления, темп-ры, состояния газопровода, его протяженности, линейной скорости потока газа и пр.

По составу О. классифицируют на меркаптановые (этилмеркаптан, изопропилмеркаптан и др.) и сульфидные (диэтилсульфид, диметилсульфид и др.). В России в качестве О. используются природные меркаптаны (RSH), пром. производство к-рых было осуществлено в 1982 на *Оренбургском газоперерабатывающем заводе* после ввода в эксплуатацию *Оренбургского месторождения*. Особенностью этого м-ния являются значительные ресурсы и высокое содержание RSH в газе (300–500 мг/м³) и газовом конденсате (0,8–1,0% масс.).

В основе процесса лежит обратимая реакция взаимодействия *меркаптанов*, обладающих слабыми кислотными свойствами, со щелочью:



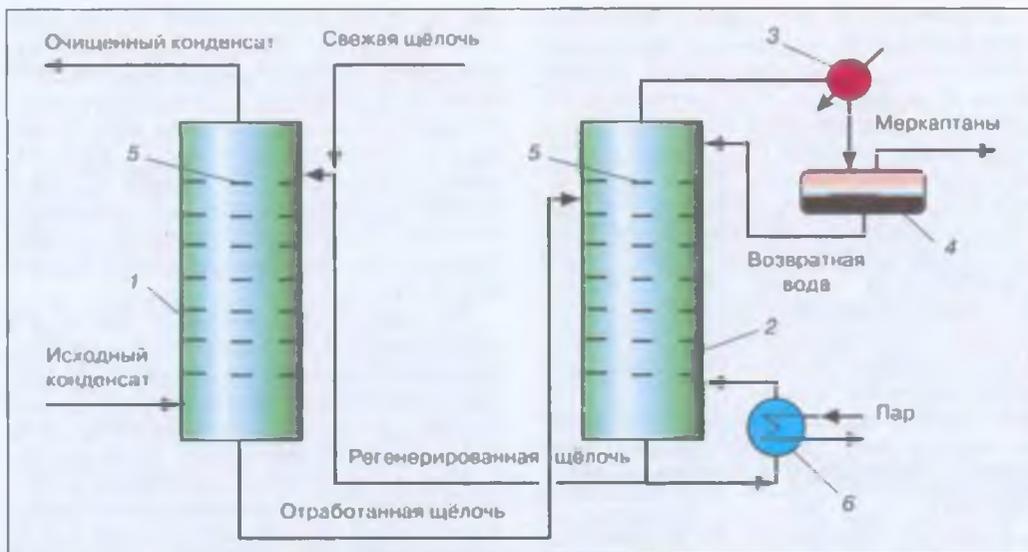
Образующиеся при этом меркаптиты натрия (RSNa) переходят в водно-щелочной раствор и далее при кипячении разрушаются, выделяя меркаптаны и щелочь. Меркаптаны используют как О., а щелочь снова возвращается в процесс.

Схема установок получения О. (рис., см. на стр. 288) включает два осн. аппарата, снабженных контактными тарелками: колонну-экстрактор (1) для извлечения RSH из стабильного газового конденсата щелочью и колонну-регенератор (2) для регенерации щелочи и получения RSH.

Стабильный конденсат поступает в ниж. часть экстрактора, щелочь (концентрация NaOH 1–10%) подается вверх. При этом на тарелках (5) происходит реакция RSH и щелочи. Очищенный конденсат отводится сверху экстрактора, а отработанная щелочь поступает в регенератор (2). Тепло, необходимое для регенерации щелочи, подводится с помощью кипятильников, обогреваемых водяным паром (на схеме не показаны).

Пары RSH и воды конденсируются в холодильнике-конденсаторе (3) и в жидком виде поступают в отстойник-разделитель (4). Верх. слой – концентрат меркаптанов (О.) – из отстойника откачивается в парк. Регенерированная щелочь из регенератора (2) возвращается в экстрактор (1). Степень извлечения RSH из конденсата ок. 60% (извлекаются в осн. легкокипящие меркаптаны, концентрация к-рых в смеси ок. 90%).

Типичный состав смеси меркаптанов (% масс.): этилмеркаптан 30–40; изопропилмеркаптан 35–45; *мет*-бутилмеркаптан 0,5–1,5; *n*-пропилмеркаптан 8–12; вторичный бутилмеркаптан – 8–16; изобутилмеркаптан – 0,1–2,0; изоамилмеркаптан 0,1–0,2, бутилмеркаптан 1–2,



Принципиальная схема установки получения одоранта: 1 – экстрактор; 2 – регенератор; 3 – холодильник-конденсатор; 4 – отстойник-разделитель; 5 – контактные тарелки; 6 – кипятильник.

высшие меркаптаны 1–3; углеводороды 2–3.

Смесь меркаптанов (16 г/1000 м³) в качестве О. была испытана в 1972 в газовой сети г. Арзамас Нижегородской обл. Результаты испытаний показали, что по интенсивности запаха смесь меркаптанов превосходит известный О. – этилмеркаптан, подаваемый в таком же кол-ве.

Производимый О. соответствует отраслевому стандарту на одорант «СПМ» (смесь природных меркаптанов), полностью удовлетворяет потребности страны в этом продукте.

О. не содержит воду и сероводород. Массовая доля в нем меркаптановой серы не ниже 37%; фракционный состав: начало кипения при темп-ре не ниже 35 °С; 80% выкипает при темп-ре не выше 95 °С.

Лит.: Афанасьев А. И., Стрючков В. М., Подлегаев Н. И. и др., Производство природных меркаптанов, «Подготовка и переработка газа и газового конденсата», М., 1984, вып. 11. А. И. Афанасьев.

ОДОРИЗАЦИЯ газа – добавка к горючим газам сильно пахнущих веществ (*одорантов*) для обнаружения утечек газа через неплотности соединений газопровода или арматуры.

Природный газ не имеет запаха, поэтому для своевременного выявления утечек газа его одорируют.

Для О. углеводородных газов применяют в осн. этилмеркаптан (C₂H₅SH), имеющий резкий неприятный запах, по токсичности идентичный сероводороду. Концентрация паров одоранта должна быть достаточной для восприятия человека с нормальным обонянием. Кол-во вводимого в газ одоранта определяют т. о., чтобы при концентрации в воздухе газа, не превышающей 1/5 ниж. предела взрываемости, ощущался резкий запах одоранта. На практике ср. норма расхода этилмеркаптана для О. природного газа, поступающего в городские сети, установлена 16 г на 1000 м³ газа при *нормальных условиях*. Для обнаружения утечек при испытании газопровода концентрацию одоранта увеличивают в 3–5 раз.

О. газа осуществляется на головных сооружениях газопроводов, а в случае снижения концентрации одоранта в газе при транспортировке дополнительно на *газораспределительных станциях*.

О. осуществляют с помощью одоризационных установок, к-рые по принципу действия делятся на капельные, фитильные и барботажные.

В капельных одоризационных установках одорант из емкости поступает непосредственно в газопровод каплями или тонкой струей через сопло, установленное за диафрагмой на газопроводе, за счет перепада давления на диафрагме и статич. напора столба жидкого одоранта в системе. При постоянном уровне одоранта в емкости его подача изменяется в зависимости от перепада давления на диафрагме, к-рый пропорционален расходу газа; т. о. обеспечивается постоянная концентрация одоранта в газе. Изменение концентрации осуществляется сменой диафрагмы. Постоянный уровень жидкого одоранта в системе поддерживается поплавковым регулятором или устройством, работающим по принципу сосуда Мариотта.

О. в фитильных одоризационных установках осуществляется пропуском части потока газа через емкость с одорантом, в к-рую частично погружены матерчатые полосы (фитили). Газ проходит между фитилями (над поверхностью одоранта), насыщается, а затем поступает в газопровод, где смешивается с основным потоком газа.

В барботажных установках часть потока газа через барботажное сопло поступает в барботажную камеру, постоянный уровень жидкого одоранта в к-рой поддерживается поплавковым регулятором (капли одоранта задерживаются в камере отбойником брызг).

Изменение концентрации одоранта в фитильных и барботажных установках достигается регулированием поступающего в них потока газа (за счет *дресселирования* или смены диафрагмы на газопроводе) и изменением темп-ры жидкого

одоранта, а следовательно и степени насыщения его газом (темп-ра одоранта поддерживается терморегулятором).

Наибольшее распространение получили капельные и барботажные одоризаторы.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО – условная количественная характеристика стойкости к детонации моторных топлив, применяемых в карбюраторных двигателях внутр. сгорания. Моторное топливо сравнивается со смесью изооктана, О. ч. к-рого условно принято за 100, и *n*-гептана (О. ч. равно 0). Процентное (по объему) содержание изооктана в смеси, эквивалентной по детонационной стойкости испытываемому топливу при *стандартных условиях* испытания, наз. О. ч. топлива. О. ч. горючих компонентов сжатого газа приведены в табл.

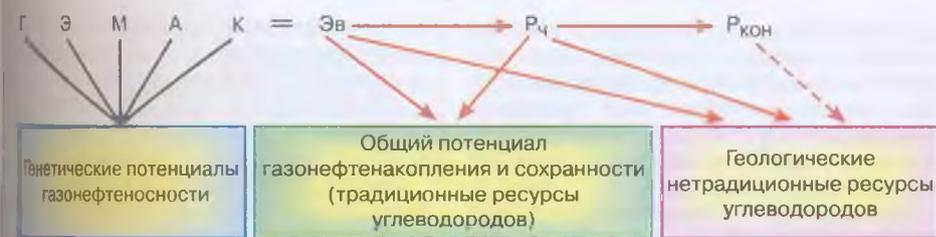
Таблица. Октановые числа углеводородов для расчета октанового числа природного газа по моторному методу

Наименование компонента	Химическая формула	Октановое число
Метан	CH ₄	110
Этан	C ₂ H ₆	100
Пропан	C ₃ H ₈	100
<i>n</i> -Бутан и изобутан	C ₄ H ₁₀	94
<i>n</i> -Пентан и изопентан	C ₅ H ₁₂	70

ОНТОГЕНЕЗ (от греч. on, род. надежontos – сущее и genesis – происхождение, рождение, возникновение) углеводородов – совокупность природных процессов и явлений, происходящих в осадочных толщах в течение геологич. времени и приводящих к формированию, эволюционному развитию или разрушению отд. залежей газа и нефти в генетически сходных условиях в пределах районов, областей, нефтегазоносных провинций и комплексов пород.

Впервые биологич. термин «О.» (индивидуальное развитие) в геологии применен к процессам минералообразования Д. П. Григорьевым (1965) в связи с проблемами генезиса рудных м-ний, в аспекте времени – Д. В. Рундквистом (1968) к газу и нефти – И. В. Высоцким и В. Б. Олениным (1977).

Процессы формирования и эволюции скоплений углеводородов в *коллекторах* верх. части земной коры, к-рые могут быть представлены осадочными, метаморфич. и магматич. породами, происходят в течение длительного геологич. времени, имеют сложный характер и изучены недостаточно. О. газа и нефти в земных недрах определяется большим числом природно-геологич. процессов и явлений со множеством двух- и многосторонних связей, в свою очередь, контролирующихся началом, динамикой, масштабы, направленность и завершение процессов *генерации*



Основная формула онтогенеза углеводородов в земных недрах: А – аккумуляция; Г – генерация; К – консервация; М – миграция; Э – эмиграция; Эв – эволюция. Р_ч, Р_{кон} – частичное и конечное разрушение соответственно.

ции (Г), эмиграции (Э), коллекторной миграции (М), аккумуляции углеводородов в ловушках (А), консервацию скоплений углеводородов (К), внутри- и межрезервуарную ремиграцию углеводородов из одной ловушки в другие, в т. ч. через покрывку, частичное (Р_ч) или полное (Р_{кон}) разрушение (рис.).

В генетико-эволюционной цепи событий и явлений, приводящих к формированию и сохранности углеводородных скоплений в породах и ловушках того или иного типа и возраста, ГЭМАК-Эв (эволюция), время проявления каждого из генетич. звеньев масштабы и направленность процессов газонефтеобразования и накопления, эволюционного изменения и разрушения (частичного или полного) залежей контролируются большим числом внутр. и внеш. природных геологич. факторов и определяющих их параметров. Важнейшими внутр. факторами являются литологич. и геохимич. условия в материнских, транзитных и аккумулирующих толщах. К внеш. факторам отнесены в осн. тектонический и геотермический, общий надфактор – временной (геологич. время).

Лит.: Савченко В. П., Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти, М., 1977; Лопатин Н. В., Образование горючих ископаемых, М., 1983; Вассоевич И. Б., Геохимия органического вещества и происхождение нефти, Избр. тр., т. 1, М., 1986; Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений, М., 1986.

В. А. Скоробогатов.

ОПЕРАТИВНО - ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЕСТ – оперативный контроль за потоками газа и состоянием газотранспортных систем с целью надежного и бесперебойного снабжения промышленности и населения страны и за рубежом. Осуществляет Центр. производственно-диспетчерское упр-ние ОАО «Газпром» через производственно-диспетчерские службы газотранспортных обществ.

С вводом в кон. 1950-х – нач. 1960-х гг. в эксплуатацию новых м-ний из отд. локальных газопроводов постепенно стала формироваться система магистрального транспорта газа. В 1960 было принято решение о создании Объединенного диспетчерского упр-ния при «Главгазе» Мин-ва газовой пром-сти быв. СССР, к-рое с 1961 вело круглосуточный контроль за работой газодоб. и газотранспортных предприятий отрасли.

В 1973 на базе Объединенного диспетчерского упр-ния было создано Центр. диспетчерское упр-ние быв. СССР, к-рое в 1990 было преобразовано в Центр. про-

изводственно-диспетчерское упр-ние гос. газового концерна «Газпром» с филиалом в г. Тюмень. В том же году «Газпрому» было передано планирование и перераспределение газа на терр. страны.

Центральное производственно-диспетчерское управление ОАО «Газпром» (ЦПДУ) – высш. орган оперативно-диспетчерского упр-ния объектами ЕСТ (рис.). Совместно с диспетчерскими службами дочерних предприятий отвечает за поставки природного газа в Россию и ок. 30 стран мира. Выполняет след. функции: бесперебойное снабжение потребителей газом в объемах, предусмотренных договорами, контрактами, соглашениями; контроль объемов и качества газа, поступающего с газовой пром-сы, газоперерабатывающих заводов, транзитом и по импорту; перспективное планирование потоков газа, разработка оптимальных схем транзитной транспортировки газа, макс. объемов закачки и отбора газа из подземных хранилищ с целью выполнения установленных объемов добычи, переработки и транспорта газа при миним. затратах топливно-энергетич. ресурсов; анализ причин отклонения фактич. режимов работы газотранспортных систем от заданных; разработка предложений по оптимизации межсистемных перетоков с учетом функционирования газопроводов в целом; контроль плановых поставок газа на пункты замера расхода газа, газораспределительные станции и для передачи др. газотранспортным обществам и потребителям; ежесуточный контроль балансов поступления газа от поставщиков и распределе-

ния его потребителям с учетом расхода газа на собств. нужды обществ; расчет запасов газа в газопроводах по фактич. параметрам транспортируемого газа и контроль качества газа; выявление и анализ «узких мест» в системах газоснабжения в зимний и летний периоды и разработка предложений по их устранению; обоснование необходимости реконструкции и сроков ее проведения; принятие оперативных решений по изменению потоков газа, объемам отбора или закачки газа в подземные хранилища; анализ гидравлич. эффективности линейных участков; распоряжения по пропуску очистных устройств или заливке метанола; рассмотрение заявок газотранспортных обществ и принятие решений о выводе оборудования и сооружений из работы для ревизии, ремонта, реконструкции и испытаний в случаях, когда это приводит к изменению потоков газа и поставок его потребителям или к сокращению добычи, а также закачки газа в подземные хранилища газа; разработка и осуществление проектов и мероприятий по развитию ЕСТ; оперативный контроль за ходом реконструкции и капитального ремонта линейной части газопроводов и компрессорного оборудования; внедрение и освоение в отрасли диспетчерского упр-ния в режиме комплекса реального времени и компьютерной автоматизации магистральных газопроводов с целью повышения экономичности и надежности упр-ния процессом транспорта газа.

В подчинении ЦПДУ находятся производственно-диспетчерские службы газотранспортных обществ, к-рые выполняют аналогичные функции в границах своего региона. Они, помимо перечисленных режимно-технологич. и организационно-технич. задач, способствуют внедрению и освоению АСУ на уровне газотранспортного общества, являющихся составной частью многоуровневого диспетчерского комплекса «реального времени», создаваемого для ЕСТ в целом на базе ЦПДУ.

К осн. функциям АСУ газотранспортных обществ относятся: диспетчерский контроль, анализ, упр-ние и регулирова-



Зал оперативного управления ЦПДУ.

ние фактич. режимов транспорта, хранения и распределения газа; предупреждение и локализация аварийных и нештатных ситуаций; моделирование и оптимизация технологич. режимов транспорта газа; минимизация энергозатрат на транспорт и хранение; планирование планово-предупредительных ремонтов, профилактич. и ремонтных работ; планирование разл. организационно-технич. мероприятий в целях повышения эффективности работы системы газоснабжения в целом и отд. ее объектов; комплексный учет газа, ведение договорной деятельности.

Низовой структурой О.-д.у. является линейное производственное управление (ЛПУ), осуществляющее непосредств. упр-ние и контроль за режимом работы оборудования *компрессорных станций*, подземных хранилищ газа, газораспределительных станций и линейной части в своих границах. Упр-ние объектами магистральных газопроводов выполняется, как правило, диспетчером (сменный инженер) с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеупр-ния, электронно-вычислительной и информационной техникой и оперативной технич. документацией. В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) ЛПУ находится персонал, осуществляющий включение оборудования, участков газопроводов, шлейфов, скважин подземных хранилищ газа и переключение *запорной арматуры*.

Диспетчер (сменный инженер) принимает меры для предотвращения работы оборудования и линейной части газопроводов с параметрами, превышающими допустимые, по соблюдению установленного режима работы (пропуск очистных устройств, заливка метанола и т.д.), своевременно сообщает в производственно-диспетчерскую службу газотранспортного общества об изменениях режима работы газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций; регулярно в установленное время обеспечивает передачу информации о технологич. режиме имеющимся средствам.

Сменный персонал самого газотранспортного общества и его ЛПУ работает по графикам, утвержденным рук-вом.

Ведение диспетчерского режима во всех газотранспортных обществах осуществляется по московскому пояскому времени в 24-часовом исчислении. Снятие картограмм на всех контрольно-распределительных пунктах, газораспределительных и головных компрессорных станциях производится ровно в 10 часов по московскому пояскому времени.

Функции и обязанности по контролю и оперативному упр-нию режимами работы магистральных газопроводов для производственно-диспетчерских служб устанавливаются ЦИДУ и дополняются руководителями газотранспортных обществ (предприятий).

Производственно-диспетчерские службы газотранспортных обществ регулярно получают от гидрометеорологич. службы метеорологич. сведения (тем-ра и влаж-

ность воздуха, кол-во осадков, сила и направление ветра, образование гололеда, штормовые и грозовые предупреждения); гидрологич. и метеорологич. прогнозы, необходимые для эксплуатации компрессорных станций и прилегающих участков газопроводов.

На территории компрессорной станции периодически (4 раза в сут) измеряются и регистрируются темп-ра наружного воздуха и барометрич. давление.

Режим работы магистрального газопровода определяется условиями транспортировки и распределения газа, работой промыслов, компрессорных станций, *станций подземного хранения газа*, технич. состоянием действующих и вновь сооружаемых газотранспортных систем, а также с учетом дополнительных распоряжений ЦИДУ.

Режимная группа производственно-диспетчерской службы газотранспортного общества ежедневно разрабатывает перспективную детализированную потоковую схему по системе газопроводов в границах своего общества (плановые потоки по каждому газопроводу), исходя из схемы потоков газа по ЕСГ.

На предстоящий год разрабатываются плановые режимы по каждому газопроводу в границах общества с разбивкой по месяцам и кварталам. Они формируются на основе гидравлич. и оптимизационных расчетов с целью обеспечения заданных потоков при миним. топливно-энергетических или стоимостных затратах на транспорт газа.

При разработке режимов необходимо учитывать реальные технич. и технологич. ограничения на рабочие параметры оборудования компрессорной станции и линейной части, развитие и реконструкцию газопроводов в планируемый период.

Режимная служба постоянно контролирует режим транспорта газа, выявляет причины отклонения фактич. режима от планового и принимает меры для восстановления расчетного режима.

Линейная часть газопровода должна эксплуатироваться при нормативных коэф. гидравлич. эффективности с учетом фактич. технич. состояния и условий эксплуатации. Разрешенное рабочее давление на линейных участках должно устанавливаться ежегодно по всем газопроводам газотранспортным предприятием. Оно может быть равным или ниже проектного, при этом должны учитываться коррозионное состояние газопроводов, технич. состояние *переходов* (через автомоб. и железные дороги), водные преграды; состояние пересечений с газо-, нефте-, продуктопроводами; анализ аварий за предшествующий период; рабочие параметры предшествующего периода эксплуатации; продолжение эксплуатации участка (суммарный срок службы); выполнение работ в охранных зонах и зонах минимально допустимых расстояний до зданий, сооружений и объектов в период значительного скопления людей (при капитальном ремонте соседних ниток, с.-х. работах и т.д.).

Установление разрешенных давлений ниже проектного уровня осуществляется

на основании акта, утвержденного руководителем общества, с указанием причин, виновных лиц, мер дисциплинарного или адм. воздействия к ним, мероприятия по снятию ограничения давления с фиксированием сроков и ответственных лиц.

Обо всех изменениях разрешенного рабочего давления газа производственно-диспетчерская служба газотранспортного общества должна оперативно введомлять ЦИДУ.

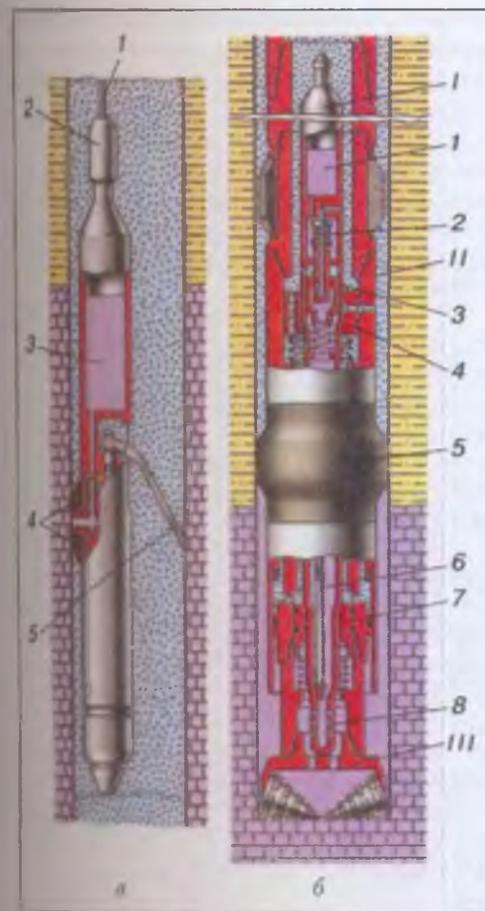
Частичное и полное снятие ограничений разрешенных рабочих давлений должно осуществляться после выполнения мероприятий, обеспечивающих надежную эксплуатацию участков газопроводов.

Для работы с заруб. потребителями рос. газа организованы диспетчерские пункты в Болгарии (г. София) и Германии (г. Берлин). *О. П. Стуренко.*

ОПОРНАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

ОПРÓБОВАНИЕ ПЛАСТОВ — определение границ продуктивного интервала нефтегазоносного пласта, его нефтегазо-насыщенности, а также величин *пластового давления* и темп-ры. Проводится гл. обр. в процессе бурения разведочных скважин до спуска *обсадной колонны*. О. и. осуществляется посредством отбора пластового флюида каротажным опробователем, опускаемым в скважину на кабеле-канате, или опробователем, сбрасываемым в *бурильные трубы*. Первые опускают в скважину на глубину залегания пласта, и по сигналу с поверхности пакерующий элемент спец. выдвижного механизма прижимается к стенке скважины (рис., а). После открытия клапана возникает переток жидкости (газа) из *призабойной зоны* пласта в емкость пробоотборника, в к-ром создано давление меньше пластового. После заполнения пробоотборника опробователь поднимают на поверхность и производят анализ полученной пробы. Наличие электрич. связи с поверхностью позволяет контролировать процесс О.п., а также передавать измеряемые параметры (давление, темп-ру и др.) на наземную аппаратуру. Применение кабеля-каната обеспечивает большие скорости спуска и подъема инструмента. Применяются каротажные опробователи пластов (см. *Опробование пластов пробрами на кабеле*). Каротажные опробователи позволяют отбирать не более 6–8 л пластового флюида. Перед их использованием бурение скважин прекращают, а бурильный инструмент поднимают на поверхность.

О.п. без подъема бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник-рых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом устанавливают гидравлич. пакер, и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в *бурильную колонну* сбрасывают пробоотборник, к-рый перекрывает отверстие пакера под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит пере-



Опробование пластов: а – тип ОПТ-7-10 (1 – кабель; 2 – головка; 3 – баллон; 4 – уплотнительный бандаж; 5 – лампа рычажная); б – тип ОПБ (I – пробоотборник; II – гидравлический пакер; III – долото; 1 – секционный баллон; 2 – дроссель; 3 – приемный клапан; 4 – верхний клапан; 5 – гидравлический пакерующий элемент; 6 – глубинный регистрирующий манометр; 7 – нижний клапан; 8 – фильтр).

крытие затрубного пространства скважины, а затем открытие клапана пробоотборника (рис., б). Жидкость (газ) из пласта через отверстие долота поступает в пробоотборник. Глубинные регистрирующие манометры записывают изменения давления в процессе притока. После заполнения пробоотборник поднимают на поверхность лебедкой при помощи металл. троса и овершота. За один рейс обеспечивается отбор 50–120 л пластовой жидкости (газа). Этот вид О. п. позволяет осуществлять: вскрытие и опробование пласта (в т. ч. многократные О. п.) без углубления ствола скважины; вскрытие и опробование пласта, дальнейшее углубление ствола скважины, опробование вновь вскрытого пласта (до 5 опробований вскрываемых пластов без подъема бурящего инструмента на поверхность). Применяются опробователи пластов типа ОПБ. По результатам О. п. делают предварительную оценку продуктивности пласта.

Наряду с О. п. в процессе бурения скважины проводятся также испытания пластов (в осн. до спуска обсадной колонны), к-рые осуществляются с помощью испытателей пластов, спускаемых в скважину на бурящих или насосно-компрессорных трубах. По результатам испытания пластов (ИП) определяют проницаемость горн. пород в призабой-

ной и удаленной от скважины зонах пласта, коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности, пластовые давление и темп-ру, расчетный коэф. продуктивности пласта и др. В процессе ИП возбуждают приток жидкости (газа) из призабойной зоны в скважину, осуществляют отбор пластового флюида и производят гидродинамич. исследование пласта. Различают ИП, проводимые с опорой испытателей пластов на забой скважины (в случае расположения пласта не выше 50 м от забоя), на стенку скважины, а также ИП без опоры испытательного инструмента. В первом случае испытываемый интервал изолируют сверху пакером (приток флюида происходит из всего вскрытого интервала через подпакерное пространство скважины), при нескольких вскрытых пластах, а также в др. случаях испытываемый пласт изолируют 2 пакерами (снизу и сверху) – поинтервальное испытание пластов.

Испытатель пластов спускают в скважину на не заполненных или частично заполненных жидкостью трубах, создают осевое усилие на пакер, к-рый перекрывает затрубное пространство скважины. После этого перемещением бурящих труб вниз и вверх открывают и закрывают клапан испытателя. Цикл испытания состоит из периода притока (при открытом клапане) и периода восстановления давления (при закрытом клапане). Наиболее распространено 2-цикловое испытание пластов. После завершения испытания клапан испытателя закрывается, давление в скважине выравнивается и бурящую колонну вместе с испытателем пластов поднимают на поверхность. Установленные в испытателе пластов регистрирующие манометры записывают диаграммы изменения давления в течение испытания. Применяются испытатели пластов марки КИИ (комплект испытательного инструмента) и многоцикловые испытатели пластов марки МИГ (многоцикловой испытатель гидравлический).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ОПРОВОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ ПРИБОРАМИ НА КАБЕЛЕ (ОПК) – «прямой» геофизич. метод одноразового отбора пластового флюида.

Одноразовый отбор из проницаемого интервала герметизиров. пробы пластового флюида и ее подъем на дневную поверхность осуществляют с помощью спец. прибора на каротажном кабеле.

При ОПК флюид последовательно заполняет пробосборник и секциониров. пробоприемную камеру, каждая секция к-рой заполняется при своем фиксиров. давлении. Процесс притока с изменяющимся давлением и восстановлением его до пластового записывают на диаграмме давления. Отобранную герметизиров. пробу поднимают на дневную поверхность.

Испытания приборами на кабеле позволяют решать след. задачи: определение гидростатического давления и пластового давления; установление возможности получения притока из пласта; исследование состава и свойств пласто-

вых флюидов; определение характера насыщения коллектора; уточнение границ раздела между разл. флюидами в пласте (водонефтяной контакт, газонефтяной контакт, газовойодяной контакт); определение скоростей притоков, проницаемости пород и их профилей по разрезу.

В. Г. Фоменко.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОПРОВОДОВ – определение экономически наиболее выгодных технологич. параметров газопровода на стадии его проектирования. Сюда входят след. технологич. параметры: диаметр труб, рабочее давление, число ниток, шаг компрессорных станций, единичная мощность газоперекрывающих агрегатов (ГПА), кол-во рабочих и резервных ГПА на компрессорной станции и т. п.

Оптимизация параметров проектируемого газопровода – достаточно сложная процедура, в к-рой можно выделить 4 осн. этапа: выбор генерального направления трассы, к-рый выполняется исходя из возможных вариантов ее прохождения с применением спец. методик, алгоритмов и программ; предварительный технико-экономич. анализ технологич. параметров газопровода; расчет оптимальных параметров и обоснование детальной технологич. схемы транспорта газа; анализ качества проектных решений.

Цель предварительного технико-экономич. анализа технологич. параметров газопровода состоит в определении достаточно узкой области параметров, близких к оптимальным. На этом этапе может быть использован прямой перебор возможных технологич. вариантов газопровода с оценкой каждого в соответствии с принятыми экономич. критериями оптимальности. Эффективны графоаналитич. методы предпроектного технико-экономич. анализа, в к-рых в качестве независимых переменных фигурируют критерии подобия, представляющие собой спец. образом сформированные комплексы, включающие в себя исходные технич. и экономич. параметры.

Расчет оптимальных параметров газопровода и обоснование детальной технологич. схемы проектируемого газопровода выполняются с использованием спец. программно-вычислительных комплексов, к-рые в качестве гл. компонентов включают программы: определения оптимальной производительности газопровода; обоснования оптимального соотношения затрат в линейную часть и компрессорные станции; анализа качества проектных решений, в т. ч. анализа устойчивости найденных оптимальных параметров в условиях нестабильности и неустойчивости исходной технико-экономич. информации (прежде всего ценовых показателей), анализа надежности транспорта газа, экономич. риска и т. п.

Критерием экономич. оптимальности проекта является максимум чистой приведенной стоимости (ЧПС), т. е. разницы между дисконтированной (приведенной во времени) стоимостной оценкой результата Р (доход от реализации товарного газа) и затратами З на со-

оружение и эксплуатацию газопровода (ЧПС = P - З), расчет к-рых выполняется по след. формулам:

$$P = \sum C \cdot Q \cdot a_t \quad \text{и} \quad Z = \sum (K + И) \cdot a_t,$$

где C - цена реализации газа; Q - объем товарного газа; K - капиталовложения; И - эксплуатационные издержки; a_t - коэффициент, учитывающий фактор времени: $a_t = (1 + E_p)^{t_p - t}$ (здесь $E_p = E_n + и$, где E_n - норма дисконта; и - уровень инфляции; t - год начала стр-ва; t_p - расчетный год).

Оценка эффективности сопоставляемых вариантов газопровода производится за период, включающий инвестиционный этап и расчетный срок службы газопровода, что позволяет учесть динамику цен на товарный газ и затраты на ресурсы, необходимые для сооружения и эксплуатации газопровода, затраты на реновацию выработавшего свой ресурс оборудования.

Важным условием успешного применения данной методики является использование достаточно достоверной исходной информации и надежный прогноз исходных стоимостных показателей на весь расчетный срок службы газопровода.

Центральное место в алгоритмич. обеспечении задач оптимизации параметров проектируемого газопровода занимают алгоритмы решения след. задач: технологич. схема газопровода известна, производительность газопровода - искомый (оптимизируемый) параметр, производительность газопровода известна, определяется оптимальная технологич. схема газопровода.

При заданной технологич. схеме газопровода вычислительная процедура определения оптимальной производительности газопровода сводится к следующему: для выбранного значения производительности определяется такое расположение компрессорных станций, при к-ром обеспечивается практически полное использование установленной рабочей мощности ГПА (это достигается изменением расстояния между станциями); при пайденном расположении компрессорных станций определяется давление в конечной точке газопровода. Если оно отличается от заданного, то производится коррекция величины производительности т. о., чтобы ее новое значение обеспечивало требуемое давление в конечной точке.

Такая процедура может быть повторена для разл. вариантов технологич. схемы газопровода. В результате расчетов для каждого варианта определяются необходимые показатели для построения семейства кривых, отражающих зависимость эффекта (ЧПС) от производительности газопровода.

При определении оптимальной технологич. схемы газопровода в случае заданной производительности целью расчета является определение оптимального давления структуры линейной части (число ниток, диаметр труб), кол-ва компрессорных станций, кол-ва и единичной мощности ГПА на них.

Оптимальный вариант расстановки компрессорных станций определяется мето-

дом упорядоченного перебора вариантов для разл. значений давлений на входе каждой станции (выходное давление - максимальное). При известной производительности и выходном давлении величина входного давления компрессорной станции определяет ее рабочую мощность. Одновременно величина входного давления компрессорной станции зависит от конфигурации линейного участка перед нею. Тем самым рабочая мощность компрессорной станции и конфигурация линейного участка перед нею увязываются через величину входного давления станции. Однако упомянутое входное давление компрессорной станции может быть обеспечено при разл. конфигурациях участков, а найденная рабочая мощность станции может быть реализована при разл. конфигурациях станции, к-рые обеспечиваются за счет применения ГПА различной единичной мощности при разном кол-ве резервных ГПА. Упорядоченный перебор возможных комбинаций конфигураций линейных участков и компрессорных станций позволяет определить их оптимальное сочетание, к-рому соответствует макс. значение ЧПС.

Лит.: Сухарев М. Г., Ставровский Е. Р., Оптимизация систем транспорта газа, М., 1975; Галиуллин З. Т., Леонтьев Е. В., Интенсификация магистрального транспорта газа, М., 1991.

Е. В. Леонтьев.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ - выбор диаметров газораспределительных газопроводов, обеспечивающих миним. затраты при стр-ве, при условии обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы макс. потребления газа.

Проводится при разработке *генеральной схемы газификации*, когда определены потребители, вычислен требуемый объем газа и согласована трассировка схемы распределения газа. В ходе решения этой задачи определяются диаметры участков распределительной сети из заданного номенклатурного ряда, обеспечивающие *поставку газа* потребителям в требуемом объеме и с давлением не ниже заданного. В стандартных пакетах расчета газовых сетей решение такой задачи, как правило, реализуется средствами ручного подбора диаметров, проведения гидравлич. расчета при фиксиров. диаметрах и корректировке значений диаметров на основе полученных решений. Строгая математич. постановка такой задачи сводится к задаче нелинейного программирования с частично целочисленными переменными, надежное решение к-рых сопряжено с определенными сложностями.

И. В. Тверской.

ОПЫТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, см. Пробная эксплуатация.

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ - раздел геохимии, изучающий *органическое вещество* в разл. природных объектах. Такими объектами служат живые организмы (живое вещество в понимании В. И. Вернадского), горючие ископаемые (нефть, природные газы, уголь), органич. вещество горн. пород и водных рас-

творов, техногенные загрязнения и смеси, метеориты и др. внеземные образования, в к-рых находят углеродистые структуры.

О. г. рассматривает круговорот углерода в природе. В ней используются все аналитич. методы, пригодные для идентификации индивидуальных компонентов в смесях, выделенных из геологич. образцов.

С помощью газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии достигнуты значительные успехи в исследовании биомаркеров (реликтовых углеводородов) нефтей и рассеянного органич. вещества, что дает возможность реконструировать условия образования и превращения нефтей.

Закономерности качеств. и количеств. распределения биомаркеров используются для оценки возможностей и условий образования нефти и газа. С помощью биомаркеров определяются след. геохимич. показатели: условия накопления (морские, континентальные, дельтовые и т. д.) и микрокомпонентный состав органич. вещества (гумусовое, сапропелевое и т. д.); степень *катагенеза* (керогена, нефти, битумоида); эволюция органич. вещества в конкретных бассейнах осадконакопления; обстановка в *диагенезе* (окислительная или восстановительная и пр.); интенсивность микробиологич. трансформации органич. вещества в диагенезе; корреляция в системах «нефть-нефть», «нефть-битумоид», «нефть-кероген» (потенциально производящих пород-источников); степень и масштабы микробиологич. изменений нефти в залежах (биодегградация); геологич. возраст нефти (возраст материнского органич. вещества); особенности процессов первичной и вторичной миграции.

Г. Н. Горюдзе.

ОРГАНИЧЕСКИЙ УГЛЕРОД - углерод, входящий в состав органич. вещества атмосферы, гидросферы и горн. пород. Имеет биогенную природу. Масса $C_{орг}$ в земной коре достигает $7 \cdot 10^{15}$ т, в т. ч. в осадочных породах - $5 \cdot 10^{15}$ т. Кол-во $C_{орг}$ определяется химич., газометрич. и кулонометрич. (автоматич. анализаторами) методами. В процессе *катагенеза* содержание $C_{орг}$ в породах снижается (на 30-40% к концу апокатагенеза), а доля его в *органическом веществе* возрастает (от 70% на стадии протокатагенеза до 80% в мезокатагенезе и 90% - в апокатагенезе). В графите и графитизированном органич. веществе она достигает 99%. В пределах одной стадии катагенеза содержание C в составе органич. вещества и величина параметра $H/C_{ат}$ служат показателями типа органич. вещества, в однородном органич. веществе - уровня его зрелости. Кол-во $C_{орг}$ - важный показатель нефтегазоматеринского потенциала пород. В составе концентрированного органич. вещества О. у. содержится в кол-ве 85-87% (в нефтях), 58-90% (в углях). Кол-во О. у. в углях является одним из показателей степени их метаморфизма.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО (ОВ) горных пород – захороненные в процессе осадконакопления остатки растительных и животных организмов, в той или иной степени переработанные при литификации пород и образующие одну из составных компонент осадочных и осадочно-вулканогенных пород.

ОВ пород состоит из трех неравных по массе частей, к-рые могут быть разделены при воздействии неокисляющих кислот, щелочей и органич. растворителей: битуминозное вещество, гуминовые кислоты и кероген (нерастворимые компоненты). Кроме того, ОВ в естеств. залегающих содержит адсорбированные и абсорбированные природные газы и легкие жидкие углеводороды (от C_6 до C_{10}).

Геохимич. облик ОВ осадочных пород, отражающий его микрокомпонентный и элементный состав и строение, формируется на этапах мобилизации живого вещества (растительного и животного происхождения), транспортировки и захоронения его в областях седиментации, а также *диагенеза*, на к-ром происходит интенсивная переработка осадка микроорганизмами и продуктами их жизнедеятельности и образование значительных масс органич. подвижных соединений (ОПС), прежде всего газов.

В конце диагенеза окончательно формируются генетич. (геохимич.) тип и состав ОВ, масса к-рого в ходе дальнейшей эволюции уменьшается вследствие генерации ОПС.

Содержание остаточного ОВ в осадочных породах контролируется седиментационными и диагенетич. условиями, а также особенностями постдиагенетич. эволюции пород. Массовое содержание ОВ в породах определяется по некарбонатному органич. углероду ($C_{орг}$). По содержанию и формам накопления ОВ осадочные породы разл. генезиса существенно отличаются. Наибольшим диапазоном содержания ОВ (от десятых долей до 98%) и разнообразием морфологич. форм нахождения характеризуются породы континентальных сероцветных формаций, наименьшим – красноцветные континентальные толщи и морские глубоководные осадки.

По степени концентрации в осадочных породах ОВ подразделяется на: концентрированное – КОВ (угли), полуконцентрированное – ПКОВ (углистые и горючие сланцы) и рассеянное – РОВ. За условный рубеж между осадочными породами с РОВ и ПКОВ можно принять массовое содержание $C_{орг}$ (в %): 15 – в начале *катагенеза* (MK_1 , показателем отражения витринита $R^0 = 0,5\%$, характерный для длиннопламенных углей) что соответствует содержанию ОВ ок. 20%; 12 – на стадии MK_2 ($R^0 = 0,75$), РОВ до 15%; 8 – на стадии MK_3 ($R^0 = 1,0\%$), РОВ – 10%. К КОВ относятся угли с содержанием ОВ более 50% в начале и более 40% в конце катагенеза и морфологич. толщиной более 0,5 мм. Формы нахождения ОВ в осадочных породах разнообразны.

Для балансовых подсчетов суммарного ОВ (концентриров., полуконцентриров. и рассеянного) в разрезе целесообразно выделять макро- (М), мезо- (μ) и микроуглистую (m) с соответствующими градициями толщины (в см) угольных и сланцевых пропластков: $M > 10$; $\mu = 10-1$; $m = 1-0,005$. Величина М достаточно надежно определяется по материалам электрозондирования скважин. Для оценки величины уд. содержания мезо- и микроуглисту в разрезе необходим анализ и обобщение данных по изучению *керна* в целом в пределах района или зоны.

Основы веществ. классификации каустобиолитов (горючие ископаемые органич. происхождения) были заложены франц. исследователем Г. Потонье, к-рый подразделил КОВ на три группы: гумусовое ОВ, образующееся из остатков высших растений (углеводы, целлюлоза); сапропелевое ОВ (остатки фито- и зоопланктона и отмерших масс бактерий); липтобиолитовое ОВ (био- и геохимически стойкие элементы высших растений – воски, смолы, пыльца, кутикула и др.). Исследованиями установлено, что РОВ состоит из таких же микрокомпонентов, что и КОВ: витринита, фюзинита, лейптинита, альгинита, а также гумо- и сапромикстинита.

В макро-, мезо- и микроконцентрированных формах ОВ преобладают микрокомпоненты групп витринита и фюзинита при содержании лейптинита обычно не более 10–15%.

В классификации ОВ, предложенной в 1973 франц. исследователями Б. Тиссо и Ж. Эспиталье, выделяется три типа керогена в зависимости от его элементного состава и изменения отношений Н/С и О/С на эволюционном пути от конца диагенеза к метатенезу (по диаграммам Ван-Кревелена).

К 1-му типу относится большинство горючих (битуминозных) сланцев и сапропелевые угли. Кероген типа I – полу- и концентрированное сапропелевое и рассеянное ОВ с высоким содержанием лейптинитовых остаточных микрокомпонентов. В составе керогена типа II наряду с алифатич. структурами широко развиты нафтенновые и нафтенново-ароматич. соединения. К данному типу керогена относится автохтонное РОВ преим. морского происхождения. Кероген типа III обязан своим происхождением остаткам высших растений и сложен конденсиров. полиароматич. структурами с кислородсодержащими и алифатическими, в т. ч. длинноцепочечными группами (за счет постоянной примеси лейптинитовых микрокомпонентов). Подобный тип керогена формируется как в континентальной (наземной субаквальной) и дельтовой, так и в прибрежно-морской обстановках за счет привноса с суши большого кол-ва аллохтонного растительного материала.

В 1984 франц. геолог Б. Тиссо выделил дополнительно кероген IV типа (окисленное в высыхающих болотах и почвах растительное вещество), характе-

ризующийся аномально высоким атомным отношением О/С (0,25 и более) и отношением Н/С менее 0,6. Промежуточное положение занимают лейптинитовые вещества. Генетически они связаны с гумусовым ОВ, геохимически тяготеют к сапропелевому ОВ.

Состав ОВ пород устанавливаются методами оптич. микроскопии, ИК-спектроскопии, электронного парамагнитного резонанса, с помощью флуоресцентных исследований, по элементному анализу керогена, анализу распределения изотопов углерода и пиролитич. методами.

С т. зр. накопления ОВ и образования м-ний горючих полезных ископаемых, важнейшее значение имеют угленосные (субугленосные), безугольные озерные, морские карбонатные, песчано-глинистые и карбонатные формации.

Отличительной чертой угленосных и субугленосных сероцветных формаций является значительный диапазон содержания $C_{орг}$ (в %): в глинах и глинистых алевролитах от 0,1 до 15 и более; в песчаниках и алевролитах от 0,05 до 3; в углистых песчаниках и алевролитах от 1,0 до 10. В морских отложениях распределение ОВ имеет более упорядоченный характер (содержание $C_{орг}$ в %): в глинах и глинистых алевролитах чаще всего 0,7–1,5; в песчаниках и известняках менее 0,5.

Лит.: Успенский В. А., Введение в геохимию нефти, М., 1970; Вассоевич Н. Б., Геохимия органического вещества и происхождение нефти, Избр. тр., т. 1, М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. А. Скоробогатов.

«ОРГЭНЕРГОГАЗ» – открытое акционерное об-во (ОАО), дочерняя компания с 51%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Обеспечивает надежную, безопасную и высокоэффективную работу газотранспортных и газовод. предприятий отрасли. Адм. центр – г. Видное Московской обл. С 1993 правопреемник гос. предприятия «Оргэнергосгаз» (до 1991 – производств. объединение «Союзэнергосгаз», с 1971 по 1982 – Упр-ние по совершенствованию эксплуатации энергомеханич. оборудования предприятий транспорта газа «Оргэнергосгаз»).

На нач. 2003 в «О.» входят 8 инженерно-технич. центров и 7 филиалов в разл. городах Рос. Федерации.

«О.» выполняет практически все инж. услуги на газовых объектах: пусконаладочные работы; разработка, произ-во и внедрение новых видов оборудования; диагностика и прогноз технич. состояния оборудования *компрессорных станций* и *линейной части* газопроводов; сервисное обслуживание энергомеханич. оборудования; технич. надзор за качеством стро-ва; обучение эксплуатационного персонала.

У «О.» накоплен огромный опыт выполнения пусконаладочных работ на многих *магистральных газопроводах*: Ср. Азия – Центр; Уренгой – Помары – Ужгород; Уренгой – Центр 1, 2; Пунга – Вуктыл – Торжок; Челябинск – Петровск; Уренгой – Петровск; Оренбург – Новосков; «Союз»; Ямбург – Елец 1, 2;

Ямбург – Тула 1, 2; Сев. районы Тюменской обл. – Омск – Новосибирск и др., а также по обустройству и вводу в эксплуатацию *Астраханского месторождения, Медвежьего месторождения, Оренбургского месторождения, Уренгойского месторождения, Ямбургского месторождения* и др.; *Оренбургского газоперерабатывающего завода, Сосногорского газоперерабатывающего завода*. Специалисты «О.» освоили и ввели в эксплуатацию новые отечеств. газоперекачивающие агрегаты (ГПА-Ц-6,3; ГПУ-16; ГТП-16; ГПА-25 А; STD 12,5) с новыми газотурбинными двигателями (НК-36; НК-38; ДР-59л; М-90; М-7 и др.). На нач. 2003 в «О.» созданы и функционируют 16 региональных диагностич. центров.

С 1981 на предприятии функционирует служба технич. надзора за качеством стр-ва объектов газовой отрасли. Специалистами технадзора «О.» было проконтролировано и с их участием сдано в эксплуатацию св. 100 тыс. км магистральных газопроводов, 285 компрессорных станций. В результате проведения единой технич. политики заметно усилилась технологич. дисциплина на объектах стр-ва, повысилось качество выполняемых работ, снизилась аварийность трубопроводов. В практич. работе технадзора все шире применяются диагностич. методы контроля на стадии стр-ва, что резко сокращает последующие эксплуатационные расходы.

Новое важное направление деятельности предприятия – внутритрубная инспекция и прогноз технич. состояния трубопроводов с использованием совр. техники и программного обеспечения. Ежегодно «О.» проводит внутритрубную диагностику 3 тыс. км, а также обследование эффективности противокоррозийной защиты 15–18 тыс. км магистральных газопроводов.

В 1997–99, кроме традиционных направлений деятельности, «О.» организовало произ-во композитных баллонов для сжиженного газа и изолирующих соединений, произ-во лабораторий для электротехнич. и электрометрич. измерений, изготовление масляных фильтров для газоперекачивающих агрегатов, а также разработало оборудование и методику перевода автомоб. транспорта на работу на сжатом и сжиженном природном газе.

Развитие получили также такие направления как: диагностика *подводных переходов*, разработка средств защиты объектов газовой пром-сти и обслуживающего персонала, систем связи, информации и банков данных; космич. мониторинг технич. состояния магистральных газопроводов и прилегающих территорий, а также анализ информации о технич. состоянии объектов.

Специалисты «О.» выполняли работы по вводу в эксплуатацию объектов газовой пром-сти в Алжире, Ливии, Болгарии, Чехии, Словакии, Польше.

В. А. Усошин.

«ОРЕНБУРГГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочер-

нее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейший газодобывающий и газоперерабатывающий комплекс России, осн. поставщик гелия на рынки Европы и этана на внутр. рынок страны. Адм. центр – г. Оренбург. Создан в 1999 на базе одноименного дочернего предприятия.

В 1968 для разработки *Оренбургского месторождения* создано Упр-ние по обустройству и эксплуатации газового м-ния и стр-ву газопровода «Оренбурггазпром» (в 1971 преобразовано в производств. объединение). В 1973 на базе производств. объединений «Оренбурггазпром» и основанного в том же году «Оренбурггазаводы» образовано всес. пром. объединение «Оренбурггазпром». В 1989 пром. объединение стало гос. предприятием гос. концерна «Газпром», а в 1993 – дочерним предприятием РАО «Газпром».

В 1974–75 пущены первая и вторая, а в 1978 – третья очереди *Оренбургского газоперерабатывающего завода*. Тогда же введен в строй *Оренбургский гелиевый завод* – крупнейший в Европе. В 1978 построен газопровод «Союз», по к-рому природный газ стал поступать в европ. страны.

В 1981 на Оренбургском м-нии достигнут макс. уровень добычи – 48,7 млрд. м³. В 2001 суммарный объем добычи на м-нии составил 1 трлн. м³ газа. Оренбургский газохимич. комплекс обладает развитыми системами добычи и транспорта газа и конденсата, значительными действующими мощностями по переработке углеводородного сырья: 37,5 млрд. м³ газа и 6,26 млн. т газового конденсата.

«О.» является крупнейшим производителем многих видов продукции и единственным в России производителем гелия и *одоранта*. Предприятие производит: очищенный природный газ, *стабильный конденсат*, этановую и пентангексановую фракции, *сжиженные углеводородные газы*, газообразный и жидкий гелий, комовую и гранулированную серу и др.

На Оренбургском газохимич. комплексе происходит дальнейшее углубление переработки сырья. Нарастает выпуск извлеченных из природного газа ценных компонентов (пропана, бутана, пентангексановой фракции и т. п.). В связи со снижением в России потребности в гелии ряд производств. мощностей гелиевого з-да сориентированы на выпуск этана. В перспективе предполагается создание мощностей по получению полиэтилена.

«О.» осуществляет развитие сырьевой базы предприятия. В результате проведенных геолог.-разведочных работ открыты Песчаное нефтегазоконденсатное м-ние, Башкирская залежь Нагумановского нефтегазоконденсатного м-ния. Для поддержания уровня добычи осуществляется бурение эксплуатационных скважин с горизонтальными стволами, осваивается бурение многоствольных скважин. Увеличение сырьевого потенциала связывается с освоением запасов нефтяных залежей Оренбургского м-ния (более 5 млн. т).

В 2001 была разработана стратегия развития «О.», определившая осн. на-

правления по технич. перевооружению, модернизации и реконструкции производств. мощностей, углублению переработки углеводородного сырья на основе эффективного использования минерально-сырьевых ресурсов Оренбургской обл. и прилегающих к ней регионов.

Одним из гл. приоритетов «О.» является развитие соц. сферы самого предприятия и всего региона. С. И. Иванов.

ОРЕНБУРГСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ – выделяется в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Приурочена к Соль-Илецкому своду, расположенному в зоне сочленения Прикаспийской синеклизы *Восточно-Европейской платформы* и Предуральского краевого прогиба, а также к Восточно-Оренбургскому поднятию. Ее площадь 30 тыс. км². Пром. нефтегазоносность связана с отложениями девона, карбона и перми, газоносность – с отложениями среднего карбона и нижней перми. В НГО выявлено ок. 50 м-ний, из них 14 с залежами газа. Газовые м-ния связаны в осн. с Соль-Илецким сводом. Залежи газа выявлены в отложениях нижнепермского и среднекаменноугольного возраста. Более 98% разведанных запасов газа сосредоточено на уникальном *Оренбургском месторождении*, где залежи газа связаны с нижнепермско-каменноугольными отложениями (каширско-кунгурский нефтегазовый комплекс). *Фильтрационно-емкостные свойства* коллекторов по площади и разрезу не выдержаны: пористость изменяется от 8 до 18%, проницаемость от 0,0001 до 0,035 мкм². Дебиты газа достигают 800 тыс. м³/сут. Продуктивные карбонатные отложения филипповского горизонта кунгурского яруса ниж. перми (известняки) характеризуются пористостью до 12%, дебиты газа – 57,7 тыс. м³/сут. Дебит газа из известняков башкирского яруса ср. карбона 209,5 тыс. м³/сут (диам. штуцера 10 см).

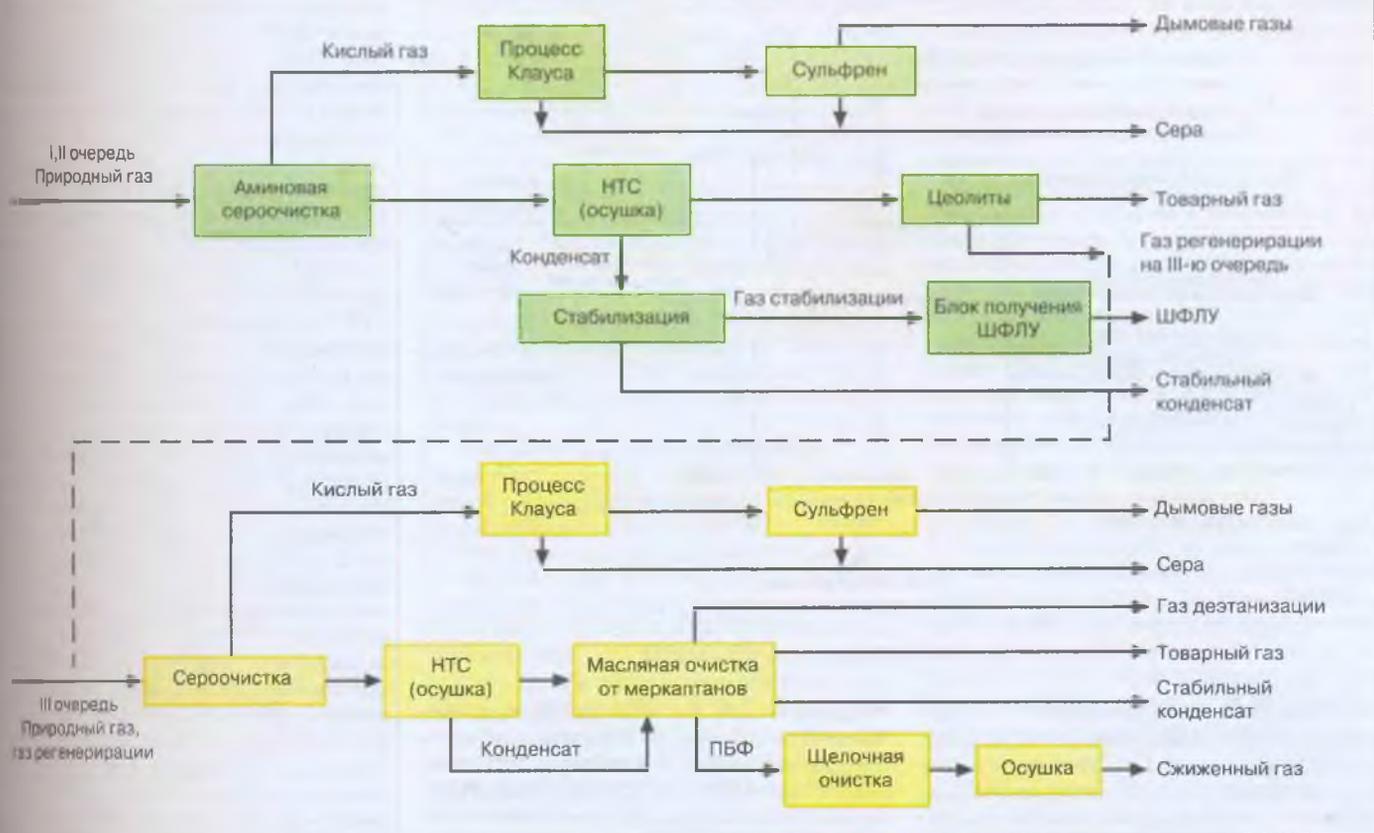
В. В. Аленя.

ОРЕНБУРГСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД – предприятие по переработке высокосернистого природного газа и стабилизации конденсата. Находится в Оренбургской обл., в 35 км к З. от г. Оренбург.

Первая очередь введена в эксплуатацию в 1974, вторая – в 1975, третья очередь – в 1978.

Сырьевой базой служит природный газ, содержащий H₂S ок. 1,8% и CO₂ 0,83%, конденсат и нефть *Оренбургского месторождения*. Проектная годовая мощность завода 37,5 млрд. м³ газа и 6,26 млн. т конденсата.

Первая и вторая очереди завода аналогичны по технологии переработки газа, включают след. стадии (рис.): сепарация газа; сероочистка раствором ДЭА (этанолламин) и низкотемпературная очистка газа (*низкотемпературная сепарация*) с использованием пропанового хладагента; очистка и стабилизация углеводородного конденсата; произ-во серы по методу Клауса с доочисткой по методу *Сульфарен*; получение широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) из газа с



Блок-схема переработки природного газа на Оренбургском газоперерабатывающем заводе.

лизации конденсата; очистка газа от меркаптанов на цеолитах.

В третьей очереди имеется установка низкотемпературной масляной абсорбции, на которой осуществляется одновременно очистка природного газа от меркаптанов и отбензинивание газа с получением пропан-бутановой фракции (ПБФ), фракции C_5-C_8 (газовый бензин) и газов деэтанализации. ПБФ очищается от меркаптанов раствором щелочи (NaOH) и осушается на цеолитах.

Газ и конденсат Оренбургского м-ния являются уникальным сырьем для производства одоранта «СПМ» (смесь природных меркаптанов C_2-C_5). Потенциальное их содержание в сырье оценивается в 8-10 тыс. т. На I очереди завода работает установка по выделению и производству одоранта методом щелочной экстракции из углеводородного конденсата.

Очистка природных газов от меркаптанов I очереди осуществляется на цеолитовых установках, а II очереди — на установках Оренбургского завода.

Газ деэтанализации с III очереди завода подается в качестве промежуточного продукта для дополнительной выработки этана на гелиевые блоки гелиевого завода.

Завод производит: товарный газ, сжиженный газ, стабильный конденсат, многокомпонентную углеводородную фракцию, ШФЛУ, серу (жидкую, комовую и гранулированную), одорант.

В перспективе планируется увеличение выработки этановой фракции и сокращение произ-ва продукции имеющей ограниченный спрос (неочищенной от серни-

стых соединений ШФЛУ). Сжиженный газ будет перерабатываться на гелиевом заводе в индивидуальные углеводороды C_3-C_5 . Предполагается также сокращение произ-ва комовой серы (выпуск только в гранулированном и жидком виде).

Перспективное развитие завода связано со снижением объемов переработки собствен. сырья Оренбургского м-ния и увеличением переработки газонефтяного сырья Оренбургской обл. для обеспечения загрузки мощностей завода.

С. В. Набоков.

ОРЕНБУРГСКИЙ ГЕЛИЕВЫЙ ЗАВОД — предприятие по произ-ву гелия, осн. производитель гелия и этана в России. Находится в Оренбургской обл., в пос. Холодные Ключи. Введен в эксплуатацию в 1978.

Стр-во завода было обусловлено острым дефицитом в стране гелия, необходимого для ряда отраслей пром-сти (машиностроение, металлургия, ракетная, атомная и космическая техника). В 1978 была пущена в эксплуатацию 1-я установка годовой мощностью 3 млрд. m^3 природного газа. Всего было построено 6 установок, способных ежегодно перерабатывать до 18 млрд. m^3 газа и извлекать из него до 8,8 млн. m^3 гелия, 400 тыс. т этана, 900 тыс. т широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Блок-схема О. г. з. представлена на рис. 1 (см. стр. 296).

Сырьевой базой является природный газ Оренбургского месторождения, очищенный от H_2S и CO_2 на аминовых установках Оренбургского газоперерабатывающего завода. Кроме того, используются не содержащий гелия газ Карачаганакского

нефтегазоконденсатного м-ния (Казахстан) и газы деэтанализации Оренбургского ГПЗ. Годовая мощность завода 15 млрд. m^3 природного газа (на 5 действующих установках).

Извлечение гелия проводится в два этапа.

Получение гелиевого конденсата (содержащего 85-92% гелия) осуществляется фракционированием конденсата природного газа при глубоком его охлаждении. Перед этим газ очищают от меркаптанов и осушают на адсорбционных установках до точки росы по влаге до темп-ры $-70^\circ C$. Сжижение газа производится в аппаратах прямоточной и противоточной конденсации. При этом происходит растворение гелия в жидких углеводородах, из которых для уменьшения потерь производят отпарку гелия в колоннах. Попутно с гелием из газа извлекают этановую фракцию и ШФЛУ. Технологич. схема получения гелиевого конденсата, этановой фракции и ШФЛУ приведена на рис. 2 (см. стр. 296).

На установку подается осушенный и очищенный газ при давлении 4,8 МПа. Газ последовательно охлаждается в теплообменниках Т-1-Т-4, Т-13 до темп-ры $-65^\circ C$. Сжиженная фракция отделяется в сепараторе С-1. Далее, газ охлаждается в теплообменниках Т-5, Т-7, Т-8, Т-13 до темп-ры $-95^\circ C$ и полностью конденсируется. Сжиженный газ после дросселирования до давления 3,7 МПа подается в отпарную колонну ОК-1, где из него отпаривают ок. 10% газа, содержащего весь гелий. Отпаренный газ охлаждается



Рис. 1. Блок-схема Оренбургского гелиевого завода.

и сжижается в теплообменнике Т-6 (при темп-ре -110°C), вторично отпаривается в отпарной колонне ОК-2 (концентрация гелия возрастает с 0,055 до 5%). Этот газ дросселируется до давления 2 МПа, охлаждается до темп-ры -190°C и почти полностью конденсируется в колонне ОК-3 за счет холода сдросселированной

до давления 0,35 МПа сжиженной метан-азотной фракции и жидкого азота в конденсаторах Т-9, Т-11. Сверху из колонны К-3 отбирается гелиевый концентрат, который далее подают на блок очистки от примесей для получения чистого гелия. Хладагентами в теплообменниках Т-1, Т-2, Т-4–Т-6 служат испаряющиеся сжи-

женные метановые фракции среднего (1,7 МПа), высокого (3,5 МПа) и низкого (0,3 МПа) давлений, выходящие из кубов колонн ОК-1–ОК-3 и сепаратора С-1, а в Т-3 – жидкий пропан холодного цикла.

Выделение углеводородов C_2+ производится из сжиженных фракций сепаратора С-1 и колонны ОК-1, сдросселированных до давления 3,5 МПа и частично испаренных в теплообменниках Т-4, Т-5. Жидкая фракция из Т-5 отделяется при темп-ре -75°C в сепараторе С-3 и подается как орошение на верх деметанизатора К-1, а из Т-4 – как питание при темп-ре -35°C .

В К-1 производится деметанизация жидких фракций. Газ с верха колонны и сепаратора С-3 после подогрева в теплообменнике Т-12, расширения в детандере с 3,3 до 1,8 МПа, охлаждается до темп-ры от -70 до -95°C . Газ из детандера Д используется как хладагент в теплообменниках Т-12, Т-4, Т-1. Выходящий из Т-1 переработанный газ поджимается с давления 1,65 до 1,7 МПа в компрессоре детандерного агрегата, а затем подается в дожимные компрессоры и магистральный газопровод. Газ низкого давления из Т-1 направляется на Каргалинскую ТЭЦ.

Жидкие углеводороды C_2+ из куба К-1 подаются в дедетанизатор К-2, где разделяются: с верха колонны выходит этановая фракция, а снизу – ШФЛУ, которые направляются далее на очистку от примесей. Хладагентом в дефлегматоре К-1

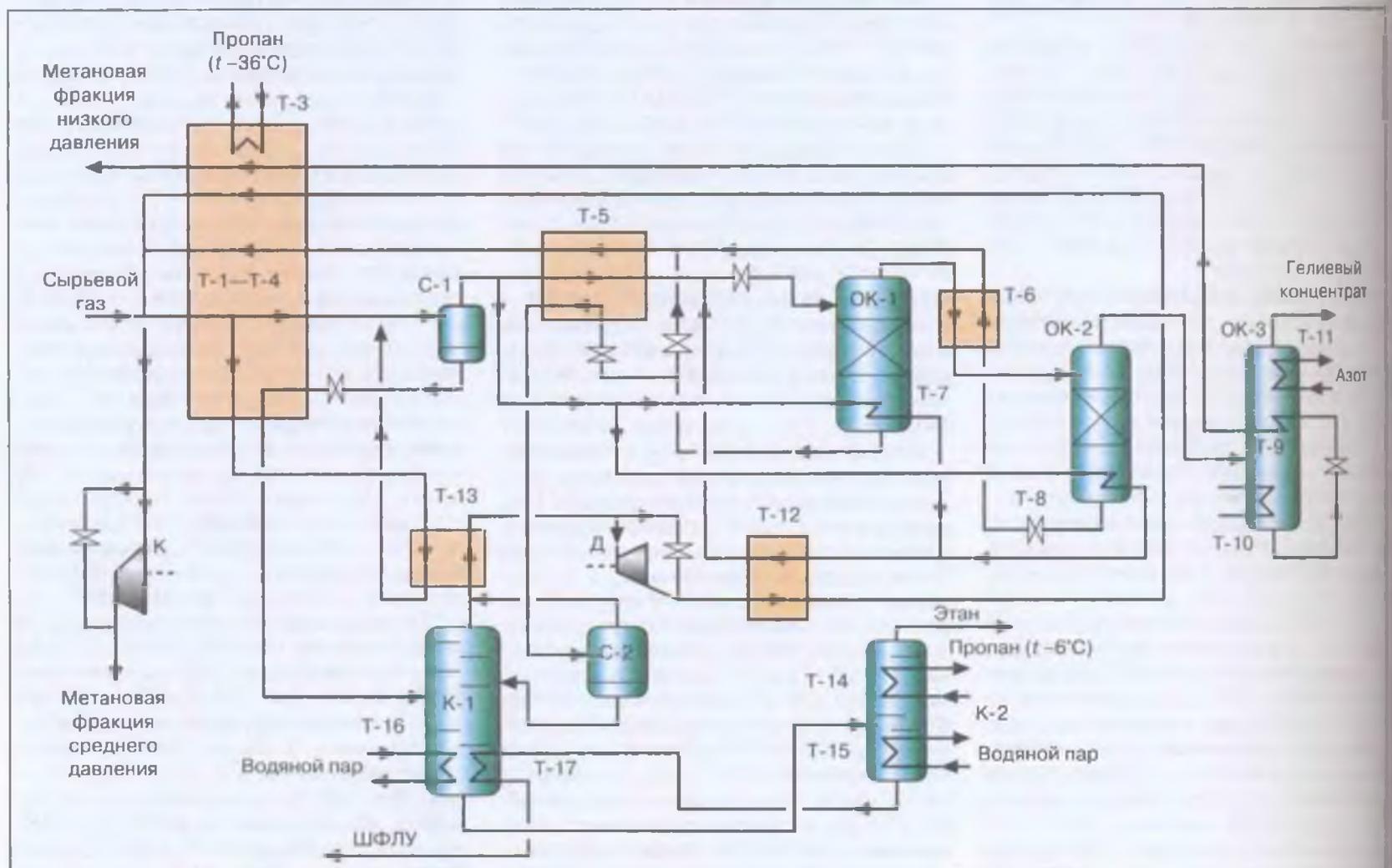


Рис. 2. Технологическая схема установки выделения гелиевого концентрата, этана и ШФЛУ на Оренбургском гелиевом заводе: Т-1–Т-17 – теплообменник; ОК-1–ОК-3 – отпарная колонна; С-1, С-2 – сепаратор; К-1 – деметанизатор; Д – детандер; К – компрессор.

служит жидкий пропан из холодильного цикла, теплоносителем в кубовом кипяильнике водяной пар.

Гелиевый концентрат очищают от примесей в установке получения чистого гелия, куда он поступает при давлении 1,7–2,0 МПа и темп-ре –190 °С. Затем он нагревается в рекуперативном теплообменнике до темп-ры не ниже –35 °С, смешивается со сжатым воздухом, кол-во к-рого регулируется для обеспечения близкого к стехиометрич. соотношению водорода (в концентрате) и кислорода 2:1. Эта смесь подогревается в теплообменнике до темп-ры 150 °С и подается в реактор с платиновым катализатором, где происходит окисление примесей водорода и метана до H₂O и CO₂. При этом темп-ра смеси возрастает на 40–60 °С.

После охлаждения в теплообменниках из гелиевого концентрата отделяют воду в сепараторе, водяные пары и CO₂ – в адсорбере. Затем гелиевый концентрат дожимают до давления 18,0 МПа в компрессоре, вновь осушают в адсорбере, охлаждают в теплообменнике, а затем в конденсаторе (за счет холода жидкого азота), где из него отделяют основное кол-во азота. При темп-ре –193 °С гелиевый концентрат окончательно очищают от примесей азота, неона и др. примесей в угольных адсорберах. Чистый гелий направляется в транспортные емкости, баллоны и на установку сжижения.

Продукция завода – этановая фракция, газообразный гелий марок А и Б, ПФЛУ, смесь технических пропана и бутана, технич. пропан, технич. бутан, пентан-гексановая фракция, товарный газ, метановая фракция низкого давления.

В. В. Блинов.

ОРЕНБУРГСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – уникальное по запасам газа, расположено на юж. окраине г. Оренбург. Входит в *Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1966. Разрабатывается с 1971.

Приурочено к одноименному валу, осложняющему сев. склон Соль-Илецкого свода. Вал широтного простирания, его размер 130 × (25–30) км, амплитуда 550–700 м. Выделяется в подсолевых нижнепермских отложениях. М-ние слагают отложения ордовика, девона, карбона и ниж. перми. В надсолевом комплексе широко распространена терригенная толща верхнепермского и неогенового возраста мощностью до 1200 м. На м-нии выявлено 3 залежи (из них две с *нефтяными оторочками*) на глуб. 1300–2720 м в карбонатных породах: нижне-среднекаменноугольная (осн. залежь), филипповская (подшва кушурского яруса ниж. перми) и среднекаменноугольная.

Осн. запасы газа приурочены к мощной карбонатной толще нижнепермско(артиско)-среднекаменноугольного возраста на глуб. 1350–2350 м. Размер массивной залежи в пределах контура газоносности 107 × 22 км, этаж газоносности в центр. части залежи достигает 525 м, в западной – 275 м. Высокопроницаемые пласты развиты в осн. в присводовой зоне. На

крыльях и периклиналях эффективная мощность их уменьшается. Дебиты газа до 1 млн. м³/сут и более. ГНК проводится на абс. отметке –1750 м. Коллектор порово-трещинного типа, его пористость 6–13%, проницаемость 0,1–24,1 мкм². Начальное пластовое давление 20,9 МПа, пластовая темп-ра 27 °С. Состав газа (в %): метан 84,33; этан 3,98; пропан 1,65; бутаны 0,81; пентан + высш. углеводороды 1,58; углекислый газ 0,57; сероводород 1,66; азот 5,42. Начальное содержание конденсата в газе 76,3 г/м³, его плотность 698–715 г/м³. Состоит (в %) из ароматических 10,9–11,8, нафтеновых 19,8–22,2 и метановых 67,6–68,4 углеводородов.

Артиноско-среднекаменноугольная залежь в вост. и зап. частях м-ния подстилается нефтяной оторочкой. Плотность нефти 830–840 г/м³.

Залежь газа в Филипповском горизонте на глуб. 1300–1870 м приурочена к отложениям «плочатых доломитов». Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, с нефтяной оторочкой. Размер 70 × (9–17) км, этаж газоносности 504 м, нефтеносности – 70 м. Нефтяная оторочка шириной 0,7–5,5 км окаймляет зап. часть газовой залежи. Положение ГНК на абс. отметке –1690 м. ВНК на абс. отметке –1760 м. Ср. содержание в газе сероводорода 1,97%.

На нач. 2002 запасы газа по категории А + В + С₁ составили 880,5 млрд. м³, категории С₂ – 60,1 млрд. м³, накопленная добыча – 10203,3 млрд. м³. М-ние является сырьевой базой *Оренбургского газоперерабатывающего завода* и *Оренбургского гелиевого завода*. В. И. Старосельский.

ОСАДОК СТОЧНЫХ ВОД – отстаивающаяся при очистке твердая составляющая, включающая минеральные и органич. вещества. Это один из типов *отходов* газовой отрасли. Кол-во и состав осадка зависят от состава и степени очистки *сточных вод* и типа *очистных сооружений*.

Единой общепринятой классификации О. с. в. нет. В таблице представлен один из вариантов такой классификации.

Гл. цель обработки осадка заключается в получении продукта, приемлемого для дальнейшего использования или утилизации с наименьшими затратами.

Кол-во осадка может быть уменьшено путем уплотнения или обезвоживания: уплотнение при отстаивании, механич. уплотнение на вращающихся и ленточных фильтрах, термосушка. Максимально возможное уменьшение объема осадка может быть получено при его сжигании.

Стабилизация производится с целью уменьшения выделения неприятных запахов методами анаэробного сбраживания, аэробной стабилизации и компостирования. При стабилизации (в зависимости от выбранного метода) может также происходить нек-рое уменьшение содержания патогенной микрофлоры. При жестких требованиях к содержанию патогенных микроорганизмов производится дезинфекция осадков обработкой по-выш. темп-рой, биопастеризацией или известкованием.

Осадок хозяйственно-бытовых или близких к ним по составу сточных вод может быть использован как органич. удобрение для улучшения качества почвы или для ее известкования, для выращивания с.-х. культур. Другие направление утилизации осадков – использование при произ-ве стройматериалов. Н. В. Попадько.

ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН – крупная впадина земной коры, заполненная осадочными породами (при подчиненной роли вулканогенных пород). В строении О. б. выделяют фундамент (магматич. или метаморфич. породы) и перекрывающий его осадочный чехол. По приуроченности к крупным тектонич. зонам различают О. б.: древних (напр., Прикаспийский, Тунгусский) и молодых (Аму-Дарьинский, Западно-Сибирский) платформ; пассивных (зап. побережье Африки) и активных континентальных окраин; краевых прогибов герцинского (Предуральский), мезозойского (Предверхоийский) и альпийского (Предкарпатский, Терско-Каспийский) возраста; межгорных впадин; океанические. В О. б. молодых и древних платформ и пассивных континентальных окраин в разрезе осадочного чехла выделяется нижний рифтогенный и верхний пострифтовый этажи. В О. б. платформ ниж. этаж выделяется также под назв. переходного (промежуточного, авлакогенного, тафрогенного), а верх. этаж – плитного (ортоплатформенного).

Таблица. Классификация осадков сточных вод

Показатели классификации		
Химико-биологический состав	Фазово-дисперсное состояние	Способ образования
Минеральные осадки	Первичные (грубодисперсные примеси, размер частиц более 10 ⁻⁵ см)	В процессе механич. и физико-химич. очистки сточных вод: грубые примеси (отбросы); тяжелые примеси (песок); плавающие примеси (жировые вещества); первичные сырые осадки
Органические осадки	Вторичные (размер примесей 10 ⁻⁵ –10 ⁻⁷ см)	В процессе биологич. очистки сточных вод (избыточный активный ил)
Активный ил	То же	Нефтешламы

В О. б. пассивных континентальных окраин верх. этаж наз. талассогенным. Среди О. б. активных континентальных окраин могут быть выделены: задуговые (Южно-Охотско-Курильский, Япономорский), междуговые (Восточно-Индонезийская группа бассейнов), склонов глубоководных желобов (Восточно-Курильский). Кроме того, в зонах перехода от континента к собственно активной окраине могут быть выделены приматериковые О. б., или бассейны «пассивной части активной окраины» (Таиландский, Северо-Охотский), характеризующиеся присутствием рифтогенного и талассогенного этажей. Среди О. б. межгорных впадин могут быть выделены: средне-верхнепалеозойские на каледонском основании (в Центр. Казахстане и Алтае-Саянской складчатой области), мезозойско-кайнозойские (в Тянь-Шане) и палеозойско-мезозойско-кайнозойские (в Скалистых горах в Сев. Америке) зон постплатформенного орогенеза, неоген-четвертичные (в альпийской складчатой области).

С позиций геодинамики, О. б. могут быть коллизионными (прежде всего бассейны активных окраин), связанными со столкновением литосферных плит, с растяжениями земной коры (бассейны пассивных окраин, некр-ые платформенные), с вертикальными погружениями, вызванными теми или иными глубинными процессами (большинство О. б. платформ).

О. б. характеризуют площадь, толщина осадочного выполнения, степень и характер дислоцированности осадочного комплекса, стратиграфич. диапазон осадочной толщи, формационные ряды и др. Площадь О. б. варьирует в очень широких пределах: бассейны площадью в сотни тыс. км² выделяют как мегабассейны (Западно-Сибирский, Охотоморский). По стратиграфич. диапазону осадочной толщи различают моноциклические (альпийские, герцинские) и полициклические О. б. Последние развиты в осн. в пределах древних платформ и реже в зонах постплатформенного орогенеза. Название О. б. получают по преобладающему полезному ископаемому – угленосный, нефтегазоносный и т. п.

В качестве нефтегазоносных наибольшую роль играют О. б. краевых альпийских прогибов, молодых и древних платформ, пассивных континентальных окраин, «пассивных зон активных окраин», герцинских краевых прогибов. Остальные как нефтегазоносные играют второстепенную роль или вообще не содержат пром. скоплений углеводородов.

Н. А. Крылов.

ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ земной коры, стратисфера, – верх. часть земной коры, состоящая гл. обр. из осадочных, слабодислоцированных неметаморфизованных пород. Макс. мощность его 20–25 км. На континентах О. ч. залегает на гранитном (гранитно-метаморфическом), а в океанах – на базальтовом слое. О. ч. включает: платформенный чехол, переходный комплекс, породы, слагающие краевые прогибы, межгорные впадины, прогибы переходных зон от континента к океану и

покрыты океанич. впадин. О. ч. – осн. элемент земной коры по содержанию углеводородов.

ОСВОЕНИЕ газовой скважины – комплекс работ, обеспечивающий вызов притока флюида (газа) из продуктивного пласта. О. скважины – стадия подготовки скважины после вскрытия пласта к ее эксплуатации. Включает перфорацию эксплуатационной колонны, вызов притока газа, продувку скважины для очистки ее ствола и призабойной зоны, а также проведение термогидрагазодинамич. исследований по определению продуктивной характеристики пласта.

Комплекс работ по О. скважины должен обеспечивать: безопасность работ при перфорации скважины (вторичном вскрытии пласта); исключение закупорки пласта; сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны; охрану недр и окружающей среды.

Приток флюида (газа) в процессе О. вызывается последовательным снижением давления на забое путем замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, технич. воду или др.

ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС газопровода, см. в ст. Надежность газопровода.

ОСУШКА углеводородных газов – удаление влаги из природного газа. Остаточное содержание влаги регламентируется темп-рой точки росы осушенного газа, т. е. наивысшей темп-рой, при к-рой при данных давлении и составе газа начинают образовываться капли воды.

О. газов предшествует транспорту по трубопроводу, низкотемпературному разделению газовых смесей на компоненты и др. Обеспечивает непрерывную эксплуатацию промышленного оборудования и газопроводов, предотвращает образование газогидратных пробок и др.

При О. применяют абсорбционные и адсорбционные методы. При абсорбционной О. используют гликоли (этилен-, диэтилен- и триэтиленгликоль), а при адсорбционной – цеолиты (синтетич. либо природные) или силикагели.

Для предотвращения забивки аппаратуры и аппаратов льдом или газовыми гидратами в процессах низкотемпературного разделения газа при производстве этана, пропана, гелия требуется глубокая О. В этих случаях обычно применяется адсорбционный способ О. Иногда адсорбционный способ О. применяется и для одновременного отбензинивания газа при подготовке газа к дальнейшему транспорту.

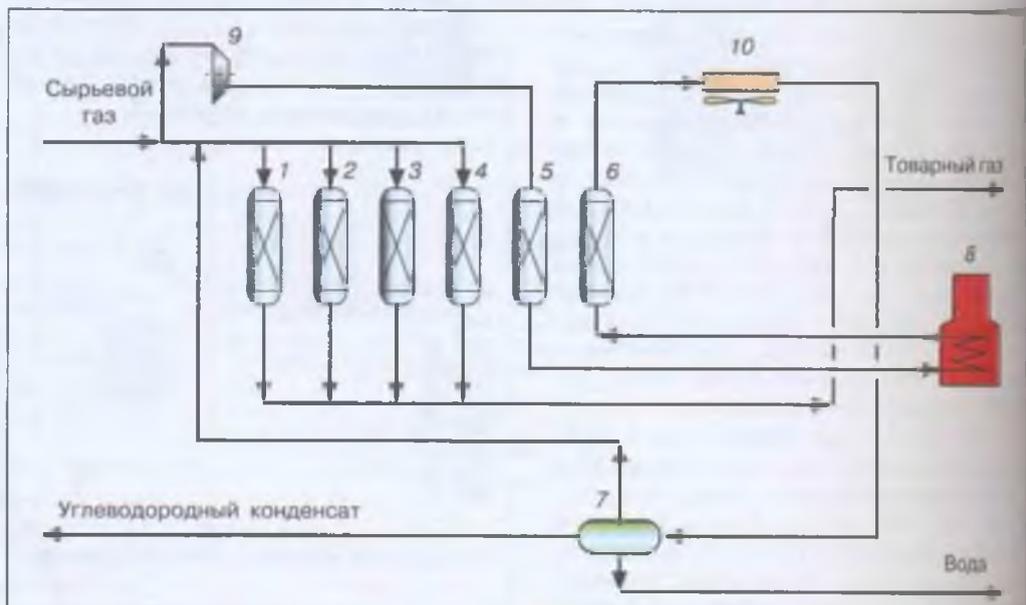
На рис. приведена технологич. схема адсорбционной установки. В зависимости от назначения установки используются разные адсорбенты. Напр., на Оренбургском гелиевом заводе для О. газа и очистки его от меркаптанов применяется цеолит NaX, на Астраханском газоперерабатывающем заводе для О. используют цеолит NaA, для подготовки газа к транспорту (осушка и отбензинивание) на компрессорной станции «Краснодарская» применяется силикагель.

В соответствии с технологич. схемой (адсорбентом является силикагель) газ проходит через 4 адсорбера (1–4), где адсорбируются вода и тяжелые углеводороды (фракция C_{5+высш}). Часть сырого газа (5–7%) дожимается компрессором (9) до давления 0,2–0,3 МПа и подается на охлаждение адсорбера (5), прошедшего стадию нагрева. Далее этот газ нагревается (8) и подается в адсорбер (6), в к-ром происходит разогрев адсорбента и десорбция из него воды и тяжелых углеводородов. При охлаждении газа регенерации из него конденсируются вода и тяжелые углеводороды, к-рые отделяются в сепараторе (7). Отсепарированный газ возвращается на повторную осушку.

Совр. силикагели позволяют осушить газ до темп-ры точки росы по воде от –50 до –55 °С, синтетич. цеолиты позволяют достигнуть темп-ры точки росы до –70 °С.

Х. И. Исмаилова, С. Д. Барсуку.

ОТБЕНЗИНИВАНИЕ ГАЗА – извлечение из углеводородных газов этана, пропана, бутана и компонентов газового бензина (C₅H_{12+высш}). Осуществляется на газо-



Технологическая схема осушки и отбензинивания газа: 1–6 – адсорберы; 7 – сепаратор; 8 – нагреватель регенерационного газа; 9 – компрессор; 10 – охладитель регенерационного газа.

вых промыслах и газоперерабатывающих заводах. Первоначально О. г. проводили компрессионным методом (газ сжимается до давления 1,0–4,0 МПа и затем охлаждается до темп-ры 20–30 °С). При этом из газа извлекали только бензиновую фракцию.

Для получения сжиженного газа (пропан-бутановая фракция) О. г. стали проводить методом масляной, а затем низкотемпературной абсорбции (последняя осуществляется при темп-ре до –45 °С и давлениях от 7 МПа). В качестве абсорбента используются в осн. фракции керосина, степень извлечения компонентов С₃ и выше 80–95%. Для отбензинивания тощих природных газов, а также для доудаления углеводородов С₃ и выше в схемах с низкотемпературной масляной абсорбцией может быть использован процесс адсорбции на активированном угле. Для извлечения этана в технологич. схемах О. г. наряду с процессом низкотемпературной абсорбции используются процессы низкотемпературной конденсации (проводится при темп-ре до –110 °С) в сочетании с низкотемпературной ректификацией. Извлекается до 50–90% этана, до 99% пропана и практически полностью более тяжелые углеводороды.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД СВЕРЛЯЩИМИ КЕРНООТБОРНИКАМИ (СКО) – «прямой» геофизич. метод, выполняемый для получения данных о литолого-петрофизич. физич. и коллекторских свойствах пород. Используется при низком выносе керна колонковыми долотами.

Для решения этой задачи производят отбор 2–5 образцов пород на 1 м толщины коллектора, а также 2–3 образца из перекрывающих и подстилающих пород. Отбор образцов производят также с целью устранения неоднозначной геологич. интерпретации материалов обязательного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). С этой целью из каждого интервала с неоднозначными результатами интерпретации отбирают 2–3 образца для экспресс-определений литологич. состава пород, их остаточной нефтенасыщенности, коллекторских свойств и структуры порового пространства.

Для отбора керна из стенок необсаженных нефтяных и газовых скважин используется термостойкий сверлящий керноотборник СКТ-3М. Его применение повышает эффективность ведения геолого-разведочных работ за счет частичной или полной замены отбора керна при колонковом бурении, обеспечивает точность привязки образцов к геологич. разрезу скважины и целенаправленный отбор образцов в определяемом по ГИС нужном интервале разреза. Обладает высокой избирательной способностью, оперативностью и эксплуатационной надежностью.

Аппаратура позволяет за один спуск прибора отобрать до 12 образцов керна diam. 22–24 мм и длиной до 50 мм. На-

бор кольцевых коронок разл. типа, возможность упр-ния режимом бурения и высокоэффективная промывка зоны породоразрушения обеспечивают получение высококачеств. кернаового материала из горн. пород с разнообразными физико-механич. характеристиками даже в осложненных условиях. Наличие высокоэффективной противоаварийной системы делает процесс отбора безопасным.

Керноотборник позволяет обеспечить получение кернаового материала из тех участков ствола скважины, где колонковое бурение не проводилось либо процент выноса керна низок. Отбираемые образцы горн. пород дают исчерпывающую информацию о пластах, где однозначная интерпретация по данным ГИС затруднена.

В. Г. Фоменко.

ОТВЕТВЛЕНИЕ, отвод, – газопровод меньшего по сравнению с осн. газопроводом диаметра, врезанный в осн. газопровод и предназначенный для обеспечения газом крупных путевых потребителей. Входит в линейную часть магистрального газопровода. В конце О. сооружаются, как правило, узлы редуцирования давления газа в виде газораспределительной станции или контрольно-регулирующего пункта, на к-ром проводятся операции по редуцированию давления и измерению расхода газа, подаваемого потребителям, а также его одоризации.

ОТКАЗ в газовой пром-сти – нарушение работоспособности технич. объекта вследствие недопустимого изменения его параметров или свойств под влиянием физико-химич. процессов и внеш. механич., климатич. и иных воздействий. О. в работе технич. объекта переводит его в неисправное состояние, сохраняя при этом (в ряде случаев) его работоспособность, чем отличается от аварии.

Разл. подсистемы трубопровода как технич. объекта в разной степени влияют

на его работоспособность. Нарушение работоспособности линейной части трубопровода происходит при О. самих труб или сварных соединений. О. этих конструктивных элементов является О. самого трубопровода (конструктивные подсистемы группы А).

Конструктивные подсистемы группы Б (изоляционное покрытие, электрохимическая защита, траншея, грунтовая засыпка, балластирующее устройство) влияют на работоспособность трубопровода только через элементы подсистем группы А. О. элементов подсистем группы Б являются для трубопровода повреждениями и переводят его из исправного состояния в неисправное. При этом работоспособность трубопровода сохраняется, но он находится в условиях прямой зависимости от внеш. воздействия. В нек-рых случаях повреждение может повысить, напр., уровень напряжения в металле труб или сварных соединений и привести их к т. н. зависимому О.

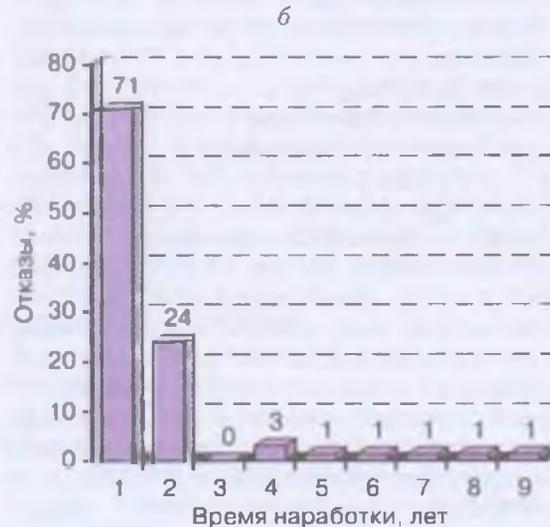
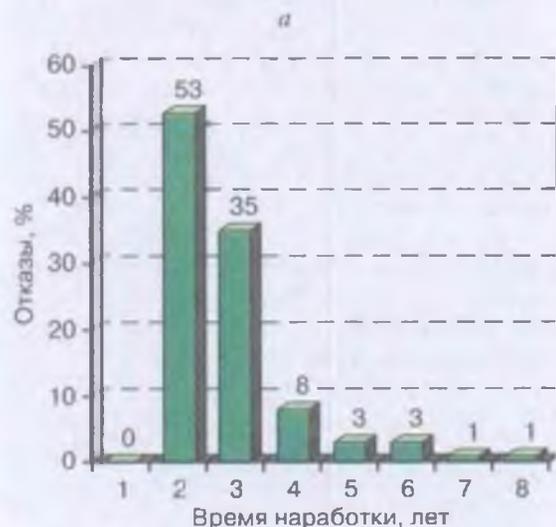
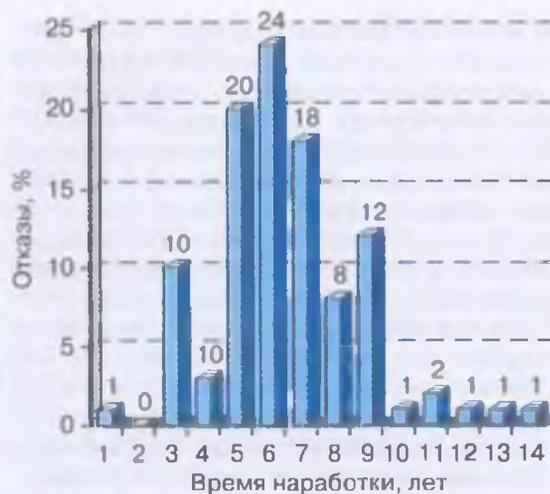
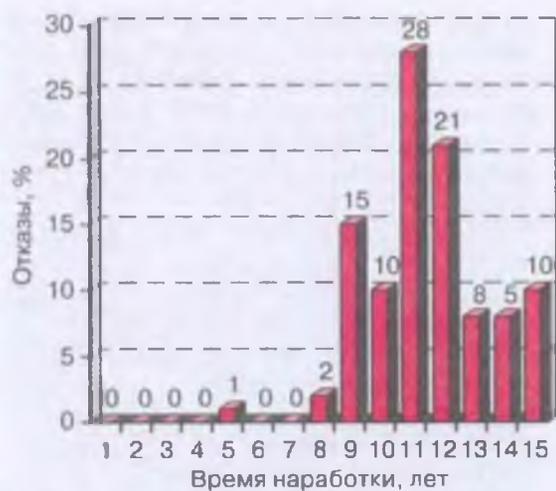
Из ожидаемого множества работоспособных состояний указанных подсистем могут быть выделены около 60 комбинаций, при к-рых имеет место непосредственный О. металла или сварного соединения. Анализ статистики по О. трубопроводов общей протяженностью ок. 60 тыс. км за 15-летний период позволил получить значения вероятности нахождения трубопровода в момент его отказа в наиболее характерных состояниях (табл. 1).

На основе анализа по указанным состояниям могут быть построены гistogramмы распределения времени наработки на О. конструктивных элементов группы А и группы Б (рис., см. на стр. 300). При отказах элементов группы А, связанных непосредственно с качеством труб или сварных соединений, наибольшее их кол-во приходится на трубы, экс-

Таблица 1. Вероятности состояний трубопроводов в момент отказа

Конструктивные элементы группы А	Конструктивные элементы группы Б						P _Σ отказа
	Изоляция	Электрохимич. защита	Балластировка	Грунтовая засыпка	Траншея	Вероятность отказа	
Металл труб	–*	+	+	+	+	0,04	
	+	–	+	+	+	0,01	
	+	+	–	–	+	0,03	
	+	+	+	+	–	0,02	
	–	–	+	+	+	0,14	
	–	+	–	–	+	0,06	
	+	–	–	–	+	0,03	
	+	+	–	–	–	0,03	
P _А ^А = 0,23						P _М ^Б = 0,15	0,68
Сварные соединения	–	+	+	+	+	0,01	
	+	–	+	+	+	0,01	
	+	+	–	–	+	0,02	
	+	–	+	+	–	0,02	
	–	–	+	+	+	0,06	
	–	+	–	–	+	0,01	
	+	–	–	–	+	0,01	
	+	+	–	–	–	0,02	
P _{СВ} ^А = 0,16						P _{СВ} ^Б = 0,16	0,32

* Знак «минус» означает состояние отказа; P_М^А и P_М^Б – вероятности отказа металла труб по группам А и Б соответственно; P_{СВ}^А и P_{СВ}^Б – аналогичные вероятности отказа сварных соединений; P_Σ – суммарная вероятность отказа.



Гистограммы распределения времени наработки на отказ трубопроводов: а и б – металла труб и сварных соединений при отказах балластирующих устройств и некачественно выполненной траншее; в и г – металла труб и сварных соединений, вызванных достижением этими элементами предельных состояний.

планирующиеся 9–13 лет (59%), а для сварных соединений – на пятый – восьмой год эксплуатации (63%).

Обработка зависимых О. позволила получить значение ср. времени безотказной работы элементов группы А при О. элементов группы Б (табл. 2). Наибольшая чувствительность приходится на металл труб. Неудовлетворительное состояние балластирующих устройств снижает время безотказной работы почти в 6 раз (75% О. в первые 2 года эксплуатации). Примерно во столько же раз снижается наработка на О. и при неудовлетворительной укладке трубопровода в траншею (ок. 80% в первые 3 года эксплуатации). Полученные дан-

ные корреспондируются с концепцией разделения общего времени эксплуатации трубопровода на два периода, включая адаптивный (св. половины всех отказов).

Аналогичная картина доминирующего влияния неудовлетворительного качества укладки трубопровода в траншею и некачеств. его балластировки наблюдается и по времени наработки на О. сварных соединений.

Уд. соотношение независимых и зависимых отказов металла труб и сварных соединений (в %): технологич. дефекты сварки 50; металлургич. дефекты и дефекты заводских швов 34; нарушения технологии стр-ва 16.

Низкое качество работ по стр-ву траншей и монтажу балластировки на первоначальном этапе эксплуатации – одна из осн. причин О. трубопровода, причем в большей степени этот вид работ влияет на надежность сварных соединений (42% О. для металла труб и 64% для сварных соединений), однако к 5-му году эксплуатации влияние этих причин практически исчезает.

Т.к. доля зависимых О. элементов группы А по причине О. элементов группы Б превышает долю независимых О. элементов группы А, принципиально важным на совр. этапе развития газовой пром-сти России становится совершенствование конструктивных решений и технологий стр-ва трубопроводов.

Значимыми компонентами типичной морской газотранспортной системы являются стояки платформ, температурные компенсаторы, запорная арматура, фитинги и линейная часть магистрального трубопровода. Осн. причины О. трубопроводов (в %): коррозия 50; механич. повреждения вследствие внеш. воздействий 20; повреждения, вызванные штормами и оползнями, 12; др. причины 18.

В. М. Максимов

ОТХОДЫ – непригодные для производства данной продукции виды сырья, его неупотребимые остатки или возникающие в ходе технологич. процессов вещества (твердые, жидкие и газообразные), не подвергающиеся утилизации в рассматриваемом произ-ве (в т.ч. в сельском хоз-ве и стр-ве).

Среди О. различают отходы производства и О. потребления, по степени опасности – токсичные О.

К О. потребления относятся изделия и машины, утратившие свои потребительские свойства в результате физич. и морального износа. Это могут быть также твердые бытовые отходы и пищевые О. образующиеся в результате амортизации предметов быта и самой жизни людей (включая бытовые помещения предприятий).

Токсичные О. способны вызвать управление или иное поражение живых существ.

О. по степени воздействия на окружающую среду подразделяются на 5 классов опасности (табл.). Класс опасности О. характеризует их опасность и устанавливается по степени возможного вредного воздействия на окружающую природную среду.

Таблица 2. Среднее время безотказной работы элементов группы А при отказе элементов группы Б (лет)

Ср. время безотказной работы конструктивных элементов	При отказе от конструктивных элементов группы Б								Ср. время безотказной работы
	Коррозионная изоляция	Электрохимич. защита (ЭХЗ)	Балластировка газопровода	Траншея	Коррозионная изоляция ЭХЗ	Изоляция + балластировка	Балластировка + траншея	Балластировка + ЭХЗ	
Металл труб									
12,4 0,23	7,8 0,04	3,74 0,1	1,95 0,03	2,07 0,02	3,73 0,14	1,8 0,06	1,65 0,03	1,63 0,03	6,41
Сварные соединения									
7,3 0,03	6,7 0,01	5,03 0,01	2,27 0,02	1,77 0,02	4,69 0,06	1,69 0,01	1,45 0,02	1,35 0,01	5,43

Таблица. Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды

Степень вредного воздействия опасных отходов	Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности	Класс опасности отхода
Очень высокая	Экологич. система необратимо нарушена; период восстановления отсутствует	I – чрезвычайно опасные
Высокая	Экологич. система сильно нарушена; период восстановления не менее 30 лет после полного устранения источника вредного воздействия	II – высокоопасные
Средняя	Экологич. система нарушена; период восстановления не менее 10 лет после снижения вредного воздействия от существующего источника	III – умеренно опасные
Низкая	Экологич. система нарушена; период самовосстановления не менее 3 лет	IV – малоопасные
Очень низкая	Экологич. система практически не нарушена	V – практически неопасные

при непосредственном или опосредованном воздействии опасного О. на нее в соответствии с критериями, утвержденными Мин-вом природных ресурсов в 2001.

Практически во всех подотраслях газовой пром-сти (особенно при добыче, транспорте и переработке газа и конденсата) образуется значительное кол-во О. различного класса опасности: при строительстве и эксплуатации скважин (на промыслах и вахтовых поселках) – бытовые и пром. О. (бытовой и производств. мусор, отработанные буровые растворы и отработанные масла, замазученные шламовые осадки, осадок канализационных очистных сооружений, масляные фильтры от разл. оборудования, спецодежда и обувь, обтирочный материал, автошины); при транспорте газа (на компрессорных станциях и вахтовых пос.) – производств. и бытовые О. аналогичного характера, что и на промыслах (за исключением буровых растворов), а также шлам от фильтров по очистке газа (конденсат, метанольная вода, замазученный ил); на газоперерабатывающих заводах – помимо вышеуказанных О., отработанный активированный уголь, нефтесодержащие шламы и т. д.

О. произ-ва и потребления являются вторичными материальными ресурсами, к-рые могут вторично использоваться в нар. хоз-ве. О. одного произ-ва могут служить сырьем для другого произ-ва, неиспользуемые О. превращаются в отходы. Различают: утилизируемые О. – подлежат складированию, вывозу и повторному использованию (металлоконструкции для крепления скважин, отработанные масла, нилматериалы, металл и деревянная тара); не утилизируемые токсичные О. – подлежат сбору, нейтрализации и захоронению (лаки, краски, кислоты); не утилизируемые О. – подлежат захоронению (обломки железобетонных изделий, остатки древесины от расчистки территории, твердые бытовые О.).

Я. В. Малиц.

ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА в газовой промышленности, промышленные отходы, – остатки сырья, материалов, полуфабрикатов, образовавшиеся при разработке м-ний, промысловой обработке и заводской переработке природного газа и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства, а также вновь образующиеся в процессе произ-ва попутные вещества, не нашедшие применения. Образование О. п. происходит в процессе стр-ва и при эксплуатации предприятий газовой пром-сти.

На стадии строительства предприятий О. п. являются шлам, образующийся в процессе бурения газовых, водозаборных и нагнетательных скважин; древесина от вырубki насаждений осваиваемой территории; строительные отходы и металлолом. Осн. объемы О. п. образуются при расчистке трассы при стр-ве магистральных газопроводов.

На стадии эксплуатации предприятий к О. п. отнесены: отработанные моторные масла (загрязненные водой, механ. примесями и органич. компонентами); нефтесодержащие шламы, образующиеся в результате очистки резервуаров хранения моторных масел, светлых нефтепродуктов (в осн. отходы масел и бензиновых фракций, загрязненных водой и механ. примесями); отходы с канализационных очистных сооружений (нефтяная эмульсия с нефтеочистных установок; шламы от нефтеочистных установок; избыточный активный ил).

К производств. отходам относятся также отработанные люминесцентные лампы и аккумуляторы, образование к-рых неизбежно в процессе эксплуатации объектов газовой отрасли.

Классификация О. п. ведется по след. признакам: подотраслевая принадлежность (бурение, промысловая подготовка и переработка газа и конденсата; магистральный транспорт газа, переработка и хранение газа); происхождение отходов (органич., минер., химич., коммунальное,

включая бытовые); по агрегатному состоянию (жидкое, твердое, паста, шлам, порошок и др.); по классу опасности отходов (по химич. составу отхода расчетным либо экспериментальным путем).

Все виды токсичных отходов, образующихся в результате деятельности предприятий, подлежат учету по форме 2-ТП (отходы).

Для предприятий ОАО «Газпром» характерны (табл.): пром. отходы – классы опасности I–IV; бытовые отходы – классы опасности IV–V. Пром. отходы учитываются в твердом и жидком агрегатном состоянии, бытовые – только в твердом.

Установлено, что большая часть отходов (II и III класса токсичности) скапливается на пром. площадках предприятий и в местах организованного складирования (св. 50%).

Временное накопление О. п. на промплощадке осуществляется на территории предприятия в специально обустроенных для этих целей местах до момента их использования в последующем технологич. цикле или отправки на переработку на др. предприятие или на объект для размещения отходов. Является временной мерой. Предельные кол-ва единовременного накопления отходов, сроки и способы их накопления утверждаются территориальными органами РФ по охране окружающей среды.

Для предприятий газовой отрасли характерно небольшое кол-во осадков сточных вод, однако требованием времени является организация утилизации осадков, образующихся при очистке сточных вод.

С помощью след. мероприятий можно сократить объем О. п.: применение ре-

Таблица. Классификация отходов газовой промышленности с учетом класса опасности

Класс опасности	Агрегатное состояние	Отходы
Промышленные:		
I		люминесцентные лампы
II	жидкие твердые	отработанный электролит аккумуляторный шлам
III	жидкие твердые	отработанные масла углеводородный конденсат, нефтесодержащие шламы, замазученный песок, шламовые осадки, осадок нефтепродуктов, лакокрасочные материалы
IV	твердые	производственный мусор, масляные фильтры, спец. одежда и обувь, шлам очистных сооружений
Бытовые:		
IV	твердые	резинотехнич. изделия, технич. мусор
V	твердые	бытовой мусор, отходы древесины, макулатура

сурсосберегающих технологий, позволяющих снизить их кол-во на стадии образования; разделение и концентрирование; реализация отходов сторонними организациями, включая извлечение вторичных материальных и энергетич. ресурсов; *переработка отходов* (включая извлечение полезных компонентов, нейтрализацию токсичных компонентов или перевод их в менее опасное состояние для последующего захоронения); безопасное захоронение.

Снижение кол-ва отходов на стадии образования – наиболее предпочтительное направление, т. к. затраты на предотвращение образования отходов, как правило, менее существенны по сравнению с возможными издержками на их хранение, обезвреживание и др.

Разделение и концентрирование опасных отходов позволяет уменьшить их совокупный объем, но практически не сказывается на массе опасных компонентов отходов. Напр., обезвреживание используется для повышения концентрации отходов, и за счет этого происходит уменьшение объемов транспортируемых и захораниваемых отходов. Кроме того, в процессе удаления воды может происходить испарение летучих сконцентрированных компонентов отходов. Поскольку затраты на захоронение, как правило, прямо пропорциональны объему (массе) отходов, а не опасных компонентов, разделение и концентрирование позволяют существенно снизить соответствующие расходы.

В случае реализации отходов на сторону, включая извлечение вторичных материальных и энергетич. ресурсов, предприятия и фирмы осуществляют не только переработку отходов, но и безопасное захоронение неиспользованных остатков. Деятельность таких предприятий регламентируется природоохранным законодательством и факторами технич. и экономич. целесообразности. В России отходы различных классов опасности передаются для дальнейшей переработки или утилизации специализированным предприятиям (напр., черный металлолом перерабатывается на предприятиях «Вторчермета»).

Захоронение О.п. позволяет их полностью изолировать, исключить попадания *загрязняющих веществ* в окружающую среду и исключить возможность дальнейшего использования этих отходов. Подобное обращение с отходами отнесено к последним в ряду приоритетных направлений обезвреживания токсичных отходов, и захоронение отходов реализуется только при отсутствии достаточно эффективных технологий по их переработке и экономич. целесообразности использования др. методов.

Отходы размещают на полигонах по обезвреживанию и захоронению пром. и бытовых отходов, в шламонакопителях, хвостохранилищах и др. сооружениях, обустроенных и эксплуатируемых в соответствии с проектами; на санкционированных свалках (разрешенные органами исполнительной власти территории для размещения пром. и бытовых отходов, но не

обустроенные в соответствии со строительными нормами и правилами). Свалки являются временными, подлежат обустройству в соответствии с указанными требованиями или закрытию в сроки, необходимые для проектирования и строительства полигонов.

Я. В. Малш.

ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА – понижение температуры перекачиваемого газа. Применяется в газовой промышленности на *компрессорных станциях*, в установках промышленной подготовки и заводской переработки.

В качестве 1-й ступени охлаждения, как правило, используются аппараты воздушного охлаждения газа (АВО), применяемые в осн. для охлаждения природного газа после его *компримирования* и для конденсации холодильных агентов. АВО – теплообменные секции с вентиляторами и аэродинамич. элементами, расположенными на несущих конструкциях. Теплообменные секции представляют собой пучки оребренных труб, расположенных в коридорном или шахматном порядке по ходу движения охлаждающего воздуха. Концы труб заделаны в трубные решетки и закрыты коллекторами для подсоединения внеш. трубопроводной обвязки. Вентилятор устанавливается на оси электродвигателя или редуктора. Аэродинамич. элементы включают обечайку (барaban из листового материала, открытый с торцов), вентилятор, диффузор и коллектор. Несущие конструкции могут быть металлич. или железобетонными.

Пром-сть выпускает три осн. типа АВО (табл.). Малопоточные аппараты (АВМ) имеют одну теплообменную секцию с трубами длиной 1,5 или 3 м и комплектуются соответственно одним или двумя вентиляторами мощностью 3 кВт. Горизонтальные аппараты (АВГ) имеют три секции с трубами длиной 4 или 8 м, один или два вентилятора с электродвигателями мощностью до 40 кВт. Для газовой промышленности выпускаются аппараты, рассчитанные на рабочее давление 7,5; 10; 12,5; 16 МПа и их модификации в сев. исполнении; единичная теплообменная поверхность аппаратов на давление 12,5 МПа составляет

2900 м², остальных – 7920 м². Зигзагообразные аппараты (АВЗ) компоуются шестью секциями с трубами длиной 6 или 8 м и одним или двумя вентиляторами соответственно мощностью 100 и 40 кВт каждый.

Для О.г. до более низких температур используются разл. холодильные машины и агрегаты: пароконденционные, детандерные, рекуперативные, абсорбционные и др.

В детандерных системах природный газ после компрессорной станции охлаждается в АВО, затем сжимается в компрессоре детандер-компрессорного агрегата, охлаждается в АВО и расширяется в детандере до давления в газопроводе.

Пароконденционные машины могут работать как на чистых хладагентах, так и на их смесях. Применение смешанного хладагента обеспечивает снижение энергетич. затрат, упрощение технологич. схемы процесса и др. преимущества по сравнению с установками на чистых хладагентах и с детандерными системами.

На *линейных компрессорных станциях* сев. газопроводов, имеющих низкую температуру газа на входе, для О.г. могут быть использованы чисто рекуперативные системы или рекуперативные системы с детандерами. Такие системы обеспечивают близкую к пароконденционным машинам энергетич. эффективность и более просты в сооружении и эксплуатации. В рекуперативной системе природный газ поступает в *теплообменные аппараты*, где подогревается газом обратного потока, компримируется и охлаждается в АВО, затем в теплообменных аппаратах и подается в газопровод.

Круглогодичное О.г. обеспечивает ограничение теплового воздействия *магистральных газопроводов* на окружающую среду, снижает коррозионные процессы и приводит к некому повышению производительности магистральных газопроводов.

Требования к *холодильным установкам*, используемым в промышленной подготовке газа, определяются компонент-

Таблица. Технические характеристики стандартных аппаратов воздушного охлаждения

Тип	Число рядов труб	Число ходов по трубам	Поверхность теплообмена* (м ²) при длине труб				
			1,5 м	3 м	4 м	6 м	8 м
АВМ	4	1, 2, 4	105/150	220/310			
	6	1, 2, 3, 6	160/225	325/465			
	8	1, 2, 4, 8	210/300	440/600			
АВГ	4	1, 2, 4			875/1250		1770/2500
	6	1, 2, 3, 6			1320/1870		2640/3800
	8	1, 2, 4, 8			1740/2500		3500/5100
АВЗ	4	1, 2, 4, 8				2650/3750	3500/5000
	6	1, 2, 4, 8				4000/5650	5300/7500
	8	1, 2, 4, 8				5300/7500	7000/10000

* В зависимости от числа ходов.



Рис. 1. Диаграмма для предварительного выбора процесса охлаждения газа.

ном составом обрабатываемого газа и требованиями к качеству природного газа, подаваемого в трубопровод, по точкам росы углеводородов и воды, на газоперерабатывающих заводах – определяются качеством исходного сырья, а также номенклатурой и качеством продукции.

Ориентировочный выбор того или иного процесса О.г. может быть осуществлен по диаграммам фирмы «Текнип» (рис. 1).

На рис. 2 представлен один из вариантов технологич. схемы промысловой подготовки газа с высоким содержанием конденсата, используемой на северных месторождениях с применением турбодетандерных агрегатов и обеспечивающей извлечение из газа смеси пропана и углеводородов с большей мол. массой. Природный газ разделяется на два потока и направляется

в теплообменные аппараты (Т-1 и Т-2), где охлаждается соответственно обратным потоком газа и конденсатом из 1-й ступени сепарации (С-1). Газовая фаза из сепаратора С-1 направляется в детандер, где охлаждается при расширении до давления 4 МПа, необходимо для нормальной работы деэтанализатора.

Жидкая фаза после сепаратора С-2 направляется на орошение тарелок деэтанализатора. В ср. часть деэтанализатора подается частично испарившийся конденсат после теплообменника Т-2.

Потоки газовой фазы из колонны и сепаратора С-2 смешиваются и после рекуперации холода в теплообменнике Т-1 последовательно сжимаются в компрессоре детандерного агрегата и в дожимной компрессорной станции. После охлаждения в АВО газ высокого давления направляется

в холодильные установки, расположенные на газосборных пунктах других объектов разработки м-ния.

С целью предотвращения образования газовых гидратов в поток природного газа перед теплообменным аппаратом вводится метанол. Водометанольный раствор отделяется от газа и конденсата в сепараторе С-1 и выводится на установку регенерации.

Лит.: Холодильные установки в системах магистрального транспорта газа, Серия «Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности», 1980, вып. 2; Изотов Н.И., Одишария Г.Э., Мутовин Ю.Г. и др., Холодильные установки в газовой промышленности, в сб.: Современные проблемы трубопроводного транспорта газа, М., 1998.

ОХОТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – охватывает акваторию Охотского и Японского морей, территорию о. Сахалин и прибрежные участки Хабаровского, Приморского краев, Камчатской, Магаданской областей и Корякского авт. округа. Площадь провинции превышает 1,2 млн. км², в т.ч. 750 тыс. км² перспективных земель, из которых около 650 тыс. км² расположено в пределах акватории.

Регион расположен в зоне сочленения Евразийской и Тихоокеанской литосферных плит в полосе Тихоокеанского альпийского подвижного пояса. Для последнего характерно погружение в зап. направлении океанич. коры под континентальную. В результате эволюции активной альпийской окраины сформирована сбросово-сдвиговая разломная система (Хоккайдо-Сахалинская сдвиговая зона), способствовавшая образованию более 20 обособленных позднемезозойских и кайнозойских осадочных басс. Осн. тектонич. структурами являются: в сев. части провинции (Охотско-Камчатской) – Западно-Охотский, Шелиховский и Охотско-Западно-Камчатский прогибы; в юж. части – Южно-Охотская влд., Дерюгинский и Татарский прогибы, Сахалинский мегантиклинорий. Размеры локальных поднятий в пределах прогибов (2×5)–(8×18) км.

Осадочный разрез макс. мощностью 9–12 тыс. м включает 4 осн. тектоно-седиментационных комплекса – верхнемеловой, палеоценовый, эоцен-олигоценый и олигоцен-кайнозойский, различающиеся особенностями формирования и перспективами нефтегазоносности.

Выделяются два типа материнских пород: палеоцен-олигоценые озерные и нижне-среднемиоценовые мелководноморские глины (сланцы), содержащие от 0,6 до 4,2% органич. вещества. Лучшими коллекторами являются неогеновые дельтовые пески палеоамурской системы (уйнинская, дагинская, окабыкайская и нутовская свиты), суточные притоки газа и нефти из к-рых достигали 4,5 млн. м³ и 2 тыс. т соответственно. Толщина коллекторов до 60 м, пористость 20–25%. В районе Юж. Сахалина и Магадано-Камчатского шельфа потенциальные коллекторы связаны с трещиноватыми кремнистыми аргиллитами, серпентинитами

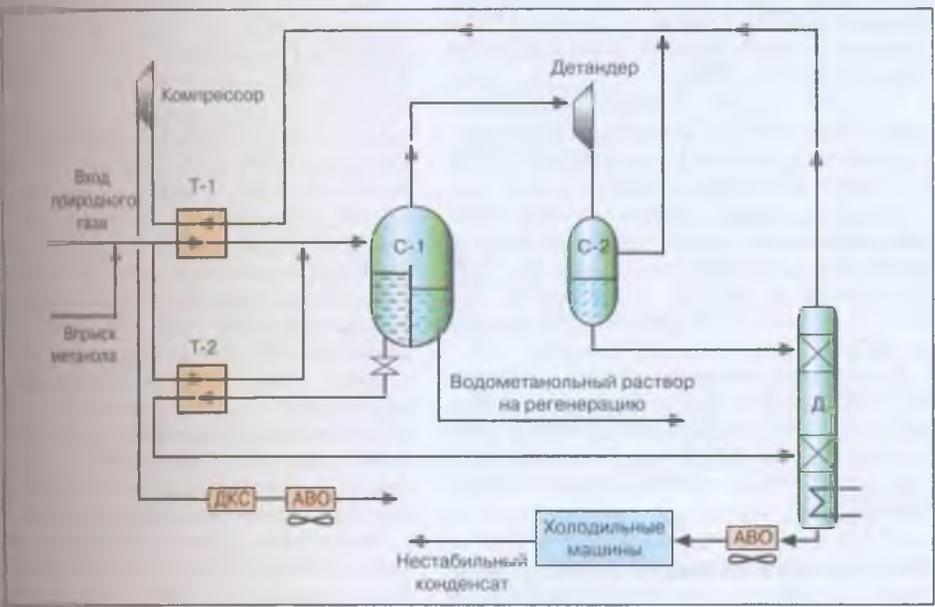
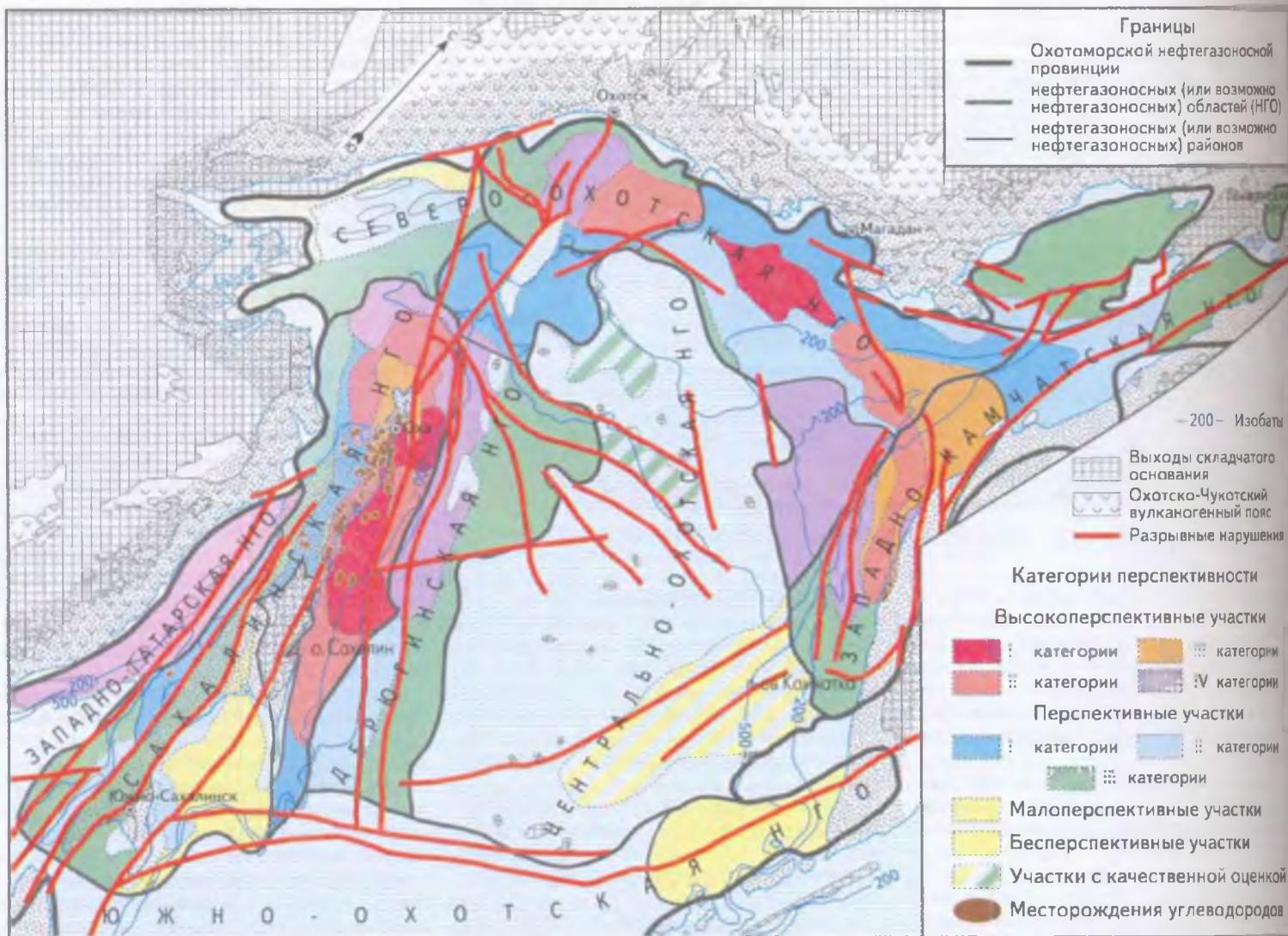


Рис. 2. Принципиальная схема установки выделения нестабильного конденсата с применением турбодетандерных агрегатов: Т-1, Т-2 – теплообменный аппарат; С-1, С-2 – сепаратор; Д – детандер; ДКС – дожимная компрессорная станция; АВО – аппарат воздушного охлаждения.



Перспективы нефтегазоносности шельфа Охотского моря.

фундамента и палеогеновыми песчаниками палеоделфт рр. Гижига, Охота, Пенжина и др. В Колпаковском районе Зап. Камчатки коллекторами в этолонской (ср. миоцен) и армановской (верх. миоцен) свитах являются туфонесчаники и песчаники с пористостью до 33%. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные. Структурные стратиграфич. ловушки связаны с миоцен-плиоценовыми сдвигами и авандельтовыми отложениями (в т.ч. турбидитовыми — отложениями мутьевых потоков на дне морей и океанов).

Пром. запасы нефти и газа выявлены в пределах о. Сахалин и примыкающего к нему шельфа и Зап. Камчатки. Нефтегеологич. районирование и перспективы нефтегазоносности о. Сахалин, примыкающего к нему шельфа и Зап. Камчатки показаны на рис. Нефтегазоносность о. Сахалин и его шельфа связана со структурными ловушками плиоцен-миоцена, структурно-стратиграфич. объектами палеогена и трещиноватыми резервуарами олигоцена.

На шельфе о. Сахалин открыты 8 м-ний, из них 7 на шельфе сев.-вост. части о. Сахалин и Изильметьевское м-ние в Татарском прол. Осн. перспективы свя-

заны с Северо-Сахалинским нефтяным басс., на шельфе к рого в 1970-е гг. были открыты крупные нефтегазоконденсатные м-ния — *Одопту море* (1977) и *Чайво море* (1979), Аркутун-Даги (1980), *Луиское месторождение* (1984) и Пильтун-Астохское (1986).

Сухопутная добыча нефти на о. Сахалин начата в 1927 (Охинское м-ние), эксплуатация м-ний шельфа ведется с 1999 (Пильтун-Астохское м-ние).

Потенциальные ресурсы углеводородов провинции превышают 6,0 млрд. т условного топлива, из к-рых св. 50% приурочено к шельфу о. Сахалин. Степень разведанности ресурсов последнего 25%.

В пределах сев. вост. части о. Сахалин реализуются два инвестиционных проекта на условиях *соглашения о разделе продукции* («Сахалин-1» и «Сахалин-2»), ряд проектов находится в стадии освоения (2004).

Ю. Б. Силантьев, Е. В. Захаров (карта).

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ — комплекс междунар., гос., региональных и локальных адм.-хоз., технологич., политич. и общественных мероприятий по обеспечению социально-экономич., культурно-историч., физич., химич. и биоло-

гич. комфорта, необходимого для сохранения здоровья человека (включая городскую, производственную и др. среды).

В газовой отрасли по уменьшению загрязнения атмосферы разработаны организационно-планировочные, режимно-технологич. и целевые экологич. мероприятия.

Организационно-планировочные мероприятия включают: размещение объектов предприятия на площадке, обуславливающее миним. повторяемость попадания дымовых шлейфов на селитебную (жилую) зону; организацию санитарно-защитной зоны; формирование предприятий с авт. технологич. комплексами; построение генерального плана по блочной системе; территориальную зональность на всех этапах развития предприятия; централизацию технологич. коммуникаций; размещение объектов меньшей высоты с наветренной стороны при компоновке произ-в, располагаемых в нескольких зданиях и сооружениях разл. высоты (в отсутствие преобладающего направления ветра более высокие здания и сооружения целесообразно размещать ближе к центру планировочного блока); централизацию выбросов; наличие воздухозабора; оптимальный выбор

площадки для строительства новых производств (цехов), гарантирующий *предельно допустимые концентрации* (ПДК) населенных мест с учетом взаиморасположения новых и действующих производств (цехов) и населенных пунктов и господствующих направлений ветра.

Режимно-технологические мероприятия подразумевают: оптимизацию технологич. процессов с учетом экологич. требований; создание более прогрессивных (в отношении уменьшения загрязнений внеш. среды) технологич. схем; замену вредных веществ в производстве безвредными или менее вредными; очистку сырья от вредных примесей; замену периодич. процессов непрерывными, прямыми циклическими; перепрофилирование произ-ва.

Целевые экологические мероприятия решают задачи обеспечения требуемых показателей качества атмос. воздуха и включают: применение технологич. оборудования с прогрессивными шагами технич. нормативов *предельно допустимых выбросов* (ПДВ); экологич. модернизацию конструкций оборудования, очистку отходящих газов; увеличение высот выхлопных труб; утилизацию выбросов; частичную или полную термич. нейтрализацию выбросов.

Макс. экономически целесообразный экологич. эффект достигается за счет конкретной комбинации технологич., планировочных и спец. мероприятий и дифференцирована для каждого вида произ-ва или энергетич. оборудования.

Уменьшение выбросов оксидов азота (NO_x), поступающих в атмосферу в осн. с *продуктами сгорания* органич. топлив, одна из задач О. о. с. Содержание NO_x в продуктах сгорания определяется на основе термич. теории рос. акад. Я. Б. Зельдовича (т. н. термич. оксиды азота) и кол-ва азотсодержащих компонентов топлива («топливные» NO_x).

В энерготехнологич. установках газовой пром-сти преим. используется природный газ, в состав к-рого не входит связанный азот. Для выбросов отрасли характерно содержание NO_x «термического происхождения», состоящих на 90–95% из оксида азота (NO) и 10–5% диоксида азота (NO_2).

Осн. факторами, влияющими на кол-во выбросов «термических» NO_x , являются: *температура горения* топлива, содержание кислорода в топочной камере, время пребывания продуктов сгорания в зоне высоких темп-р. Воздействие на эти факторы лежит в основе первичных методов подавления образования NO_x : рециркуляция продуктов сгорания; ступенчатое сжигание; метод подавления оксидов азота впрыском воды (пара); оптимизация избытка воздуха; комбинация первичных методов.

Наиболее экономичным способом снижения выбросов NO_x от энергосилового оборудования газовой пром-сти является модернизация камер сгорания. Способ базируется на оптимизации и совершенствовании методов организации топочно-

го процесса: увеличение *коэффициента избытка воздуха* и сокращение времени пребывания смеси в высокотемпературной зоне, улучшение качества подготовки топливоздушной смеси.

К нач. 2000 созданы агрегаты нового поколения высокоэффективных газотурбинных установок малоэмиссионных конструкций, в к-рых выбросы NO_x на уровне 50–100 мг/м³. В них используются принципы сгорания, отличные от традиционных диффузных камер сгорания: предварительное смешение для получения гомогенной «бедной» смеси, стадийность сгорания, упр-ние соотношением «топливо–воздух» на переменных режимах, «разветвление» системы подачи топлива и др.

Перспективными для любого типа топливоиспользующего оборудования являются малоэмиссионные конструкции на основе процессов каталитич. сжигания. Разработаны и испытаны каталитич. камеры сгорания разл. назначения, в т. ч. и для газовых турбин. Широкого пром. внедрения к нач. 2000 способ не получил, т. к. остаются нерешенными вопросы стойкости и долговечности катализатора.

В заруб. странах (Япония, Германия, Австрия и др.) приняты жесткие нормативы по выбросам NO_x . Для этого внедрялись азотоочистные установки в сочетании с первичными методами подавления NO_x .

В России ведутся исследования по разработке более экономичных и эффективных технологий, совершенствуются и внедряются ранее испытанные способы *газоочистки*, создаются принципиально новые технологии.

Сокращение выбросов серосодержащих компонентов природного газа (прежде всего H_2S) обусловлено жесткими нормативами выбросов таких компонентов. Для этого в отрасли используются след. экологич. мероприятия: частичное термич. обезвреживание (превращение более токсичных веществ в менее токсичные); экологич. очистка отходящих газов.

К наиболее распространенным мероприятиям 1-го уровня относится сжигание на *факельных установках*. Как правило, используются закрытые факельные системы для ликвидации выбросов H_2S при продувке скважин, трубопроводов, при ремонте технологич. установок и т. п.

В практике эксплуатации объектов нефтегазового комплекса применяют факельные системы: низкого давления – обслуживают цехи и установки, работающие под давлением менее 0,2 МПа; высокого давления – для установок, работающих под давлением св. 0,2 МПа; локальные аварийные – работают под низким давлением, исключая прием газов в *газгольдер* (устройство для приема, хранения и выдачи газа). Работу факельной установки считают удовлетворительной при полном и бездымном сгорании газов.

Углеводороды поступают в атмосферу в результате утечек при разгерметизации и продувке технологич. оборудования, аварий и химич. недожога топлива. Внедрение мероприятий по сокращению выбросов углеводородов обусловлено необходимостью решения экономической (энергосбережение) и экологической (стабилизация и снижение выбросов *парниковых газов*) задач, решение к-рых обеспечивается комбинацией режимно-технологич. и экологич. мероприятий. Для сокращения выбросов углеводородов в газовой отрасли применяются модификации *низкотемпературной сепарации* с открытой, полужакрытой и закрытой системами сбора и обработки газа и конденсата.

К технологич. средствам снижения выбросов при хранении углеводородов относят: применение резервуаров с уменьшенным объемом газового пространства; хранение под повыш. давлением; применение газоуравнительных систем и установок по улавливанию паров углеводородов; использование отражатель-тепловой защиты резервуаров от солнечной радиации для уменьшения диапазона изменения темп-ры газового пространства.

Для резервуарных парков с высокой оборачиваемостью для сокращения потерь углеводородов при испарении применяют резервуары с плавающими крышами или понтонами.

При хранении легковоспламеняющихся углеводородов под повыш. давлением в резервуарах полностью исключаются потери от «малых дыханий», а потери от «больших дыханий» сокращаются на 50–60%.

Устройство экранов-отражателей, окраска наружной и внутренней поверхностей резервуаров в светлые тона (используя алюминиевую краску и белую эмаль) сокращают потери от испарения на 50–60%.

При использовании заглубленных и подземных резервуаров последние находятся вне облучения, что приводит к снижению потерь легкоиспаряющихся углеводородов.

Для объединения всех резервуаров в газоуравнительную систему широко используют газовые обвязки, что обеспечивает взаимозаменяемость резервуаров парка или группы резервуаров, связанных общими технологич. операциями.

Разработка и внедрение экологич. мероприятий по сокращению выбросов углеводородов ведется в двух направлениях: термическое обезвреживание и утилизация выбросов.

Термич. обезвреживание некондиционных газовых и газоконденсатных смесей бессернистых и сернистых м-ний, содержащих токсичные примеси, углеводороды, H_2S , осуществляется на факельных установках. При сжигании углеводородов на факелах бесполезно расходуется энергия горючих компонентов, формируются локальные тепловые загрязнения и не решается в полном объеме задача за-

щиты атмосферы. Поэтому более прогрессивным методом является *утилизация загрязнителей*.

В 1991 в России был принят Закон «Об охране окружающей природной среды» с последующими поправками. Согласно этому Закону, в случае загрязнения окружающей среды и причинения вследствие этого вреда здоровью человека, нарушения экологич. требований об обезвреживании, переработке, утилизации и складировании или захоронении *производственных отходов* или *бытовых отходов* и т. д. на предприятия налагается штраф в размере от 50 тыс. до 500 тыс. руб. с обязательством виновным возместить причиненный вред.

Л. В. Шарихина.

ОХРАНА ПРИРОДЫ. 1) Комплекс политич., правовых, адм.-хоз., инж. и других мероприятий, осуществляемых по международн., гос. программам и конкретным проектам с целью минимизации негативных экологич. и сопутствующих экономич. и социальных последствий разл. видов человеческой деятельности и сохранения физич., химич. и биологич. параметров среды в соответствии с требованиями, установленными для обеспечения здоровья, нормальной жизнедеятельности и благосостояния населения. Осн. задачи по О. п.: сохранение естеств. состояния природной среды, ее реабилитация, если были допущены нарушения, загрязнения и причинены ущербы, а также улучшение существующего состояния с помощью инж. и иных мероприятий (озеленение, облесение, осушение избыточно увлажненных, орошение засушливых территорий, *рекультивация земель*, создание искусств. водоемов и пр.); разработка и внедрение рациональных систем природопользования и ресурсосберегающих технологий; применение архитектурно-градостроительных, планировочных, конструктивных и технологич. решений, обеспечивающих предотвращение или минимизацию негативных воздействий на окружающую среду. О. п. опирается на след. руководящие принципы: научно обоснов. согласование экологич., экономич. и социальных интересов при сохранении приоритета экологич. безопасности; экологизация всех видов материального произ-ва при строгом соблюдении установленных экологич. законов, нормативов, ограничений; обязательность *экологической экспертизы* проектов и программ, реализация к-рых может оказать негативное воздействие на окружающую природную среду; получение полной и достоверной информации о состоянии природной среды и науч. прогнозирование процессов, к-рые могут привести к ухудшению экологич. ситуации и оказать неблагоприятное влияние на здоровье и жизнедеятельность человека. Основные методы получения информации – экологич. изыскания и исследования, *экологический мониторинг*. Россия является членом нескольких ведущих международных организаций, занимающихся проблемами О. п., и участвует в международных программах «Человек и биосфера»,

«Всемирная стратегия охраны природы» и др. Деятельность в области О. п. регламентируется природоохранным законодательством Рос. Федерации, подзаконными актами и постановлениями Правительства России, гос. стандартами и ведомств. природоохранными нормами и правилами, с учетом нормативных актов местных органов власти. 2) Система мер, направленных на поддержание взаимодействия между деятельностью человека и окружающей природной средой, обеспечивающих сохранение и восстановление природных ресурсов, предусматривающих прямое и косвенное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека. 3) Комплексная межотраслевая дисциплина, разрабатывающая общие принципы и методы сохранения и восстановления природных ресурсов. Включает как главные разделы охрану земель, вод, атмосферы, растительного и животного мира и природных комплексов.

Л. В. Шарихина.

ОХРАННАЯ ЗОНА ГАЗОПРОВОДА, см. в ст. *Трасса*.

ОХРУПЧИВАНИЕ, см. в ст. *Водородное растрескивание*.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ОВОС) – процедура определения характера и степени опасности всех видов воздействия на природную среду предполагаемой к реализации хозяйств. деятельности и оценка экологич., соц. и экономич. последствий в результате ее осуществления. Включает анализ всех разумных альтернатив деятельности (вплоть до полного отказа от нее) на основе взвешенных эколого-социально-экономич. оценок каждой из них: прогноз экологич. и других связанных с ними последствий, к к-рым приводят *антропогенные воздействия* на окружающую среду, необходимая информация для принятия решения, цель к-рой – дать лицу, принимающему решение, ясную картину изученных альтернативных возможностей и их экологич. последствий, а также взвешенную оценку преимуществ и недостатков каждой альтернативы. ОВОС – поэтапная процедура, обеспечивающая учет экологич. требований природоохранного законодательства Рос. Федерации при подготовке и принятии решений о социально-экономич. развитии общества. ОВОС организуется и осуществляется с целью принятия необходимых и достаточных мер по предупреждению возможных неприемлемых для общества экологич. и связанных с ними соц., экономич. и других последствий реализации хозяйств. и иной деятельности. В стр-ве процедура ОВОС предусматривает заблаговрем. выявление, анализ, оценку и учет при разработке предпроектной, градостроительной, предпроектной и проектной документации возможных воздействий проектируемого сооружения на окружающую среду или отд. компоненты: воздушный басс., верх. слои литосферы, поверхностные и *подземные воды*, почвы, растительность,

животный мир, соц. среду. ОВОС осуществляется при разработке проектов стр-ва новых, реконструкции и технич. перевооружении действующих и ликвидации отслуживших свой срок предприятий, создании новых материалов и пр. ОВОС служит основой для принятия объемно-планировочных и конструктивных решений, исключающих или минимизирующих опасность деградации и загрязнения окружающей природной среды, разработки природоохранных мероприятий и проектирования сооружений инж. защиты. В России процедура ОВОС регламентируется Положением об оценке воздействия на окружающую среду, Междунар. конвенцией об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте, принятой странами Европ. экономич. комиссии в 1991, действующими гос. законами и подзаконными актами, инструктивно-методич. документами Минприроды и ведомств. инструкциями и нормативами. Выполнение процедуры ОВОС в полном объеме является обязательным при стр-ве предприятий и ряда других произ-в, представляющих повышенную опасность для окружающей среды. Гл. и непереносимое условие проведения ОВОС – одновременность ее выполнения с разработкой всех проектных решений. Первый этап ОВОС проводится при разработке заказчиком концепции намечаемой деятельности. По результатам этого этапа готовится документ «Уведомление о намерениях», целью к-рого является информирование общества о намечаемых действиях, к-рые неизбежно приведут к изменению среды обитания людей на конкретной терр. На 2-м этапе выявляются все возможные воздействия проектируемого объекта или комплекса на окружающую среду с учетом природных условий конкретной терр. На этом этапе проводится технологич. анализ проектных предложений и средств их реализации, характера, видов и источников воздействия, а также собирается информация и проводятся необходимые изыскания и исследования для оценки существующего состояния окружающей среды по компонентам. По итогам 2-го этапа готовится «Заявление о воздействии на окружающую среду», к-рое представляется органам гос. власти, упр-ния контроля, обществ. организациям для обсуждения и выявления направлений дальнейших исследований по ОВОС, включая прогноз изменений окружающей среды и ее компонентов (воды, воздуха, почв, грунтов, растительности и животного мира и т. п.). Третий этап включает проведение обществ. слушаний с целью выявления экологич., соц. и других последствий, связанных с реализацией проекта. Результаты этих слушаний оформляются протоколом, на основании к-рого производится корректировка проектных решений и составляется программа необходимых изыскательских и н.-и. работ. Четвертый и пятый этапы включают корректировку проектов, прошедших стадию ОВОС, разработку дополнительных природоохранных мероприятий по ре-

зультатам прогноза изменений окружающей среды, направленных на предотвращение экологич. и других последствий реализации проекта, и подготовку «Заявления об экологических последствиях». Этот документ содержит обязательства заказчика по реализации проектных решений в соответствии с требованиями экологич. безопасности и мер, гарантирующих выполнение этих обязательств на весь период жизненного цикла объекта. Он рассматривается как результат ОВОС и представляется на государственную экологическую экспертизу в составе проектной документации.

Л. В. Шарихина.

ОЦЕНКА УЩЕРБА от загрязнения – определение экономич. и внеэкономич. потерь, связанных с износом сооружений, *коррозией* металлов, с нарушением технологич. процессов близлежащих производств, увеличением заболеваемости и снижением трудоспособности людей, уменьшением урожайности или ухудшением качества с.-х. продукции и др. явлениями, причиной к-рых служит физич., химич. и биологич. загрязнение среды. Проводится в денежном выражении и выступает не только как экономич. показатель, но и как условная мера соц. и экономич. ущербов. Экономич. О. у. возможна лишь в конечных величинах, в то время как соц. ущерб может достигать бесконечности при безвозвратной потере основных ценностей вида животного, человеческой жизни, культурных памятников.

ОЦЕНОЧНАЯ СКВАЖИНА – буровая скважина, предназначенная для уточнения гл. обр. нефтенасыщенности, а также коллекторских свойств продуктивного пласта, свойств пластовых флюидов и др. В О.с. проводится отбор *керна* по всей длине продуктивной части разреза и расширенный комплекс геофизич. и гидродинамич. исследований, на основании к-рых уточняются значения определяемых параметров.

Получаемая с помощью О.с. информация о нефтенасыщенности используется для уточнения коэф. нефтеотдачи пластов; данные о коллекторских свойствах продуктивного пласта, а также о свойствах насыщающих его флюидов – для уточнений начальных запасов нефти в залежи, а также проекта ее разработки.

ОЧИСТКА природного газа – извлечение компонентов, осложняющих использование газа в качестве топлива и сырья при загрязняющих окружающую среду. К таким компонентам относятся сероводород H_2S , диоксид углерода CO_2 , диоксид серы SO_2 , меркаптаны RSH , сероводород COS , сероуглерод CS_2 и др. По мировым стандартам содержание H_2S в используемом природном газе допускается до $5,7 \text{ мг/м}^3$, общей серы до 40 мг/м^3 . Общее содержание вредных примесей, выпускаемых в атмосферу, допускается до 500 ppm.

Технологич. процесс О. включает *абсорбцию (адсорбцию)* и *десорбцию*.

Абсорбционная очистка природного газа основана на поглощении примесных компонентов растворителями с образованием легкоразлагаемых химич. соединений (химическая абсорбция) или физич. растворов (физическая абсорбция). H_2S и CO_2 в абсорбционных процессах поглощаются одновременно. К методам абсорбционной О. газа относятся также *низкотемпературная масляная абсорбция* и *низкотемпературная конденсация*.

Адсорбционная очистка основана на поглощении примесных компонентов поверхностью твердых веществ – адсорбентов. В процессе десорбции выделяются поглощенные компоненты и восстанавливается поглотительная способность сорбентов.

Преимущество химич. растворителей – тонкая О. газа; недостаток – высокие эксплуатационные расходы при большом окислении примесных компонентов и образование не регенерируемых соединений с нек-рыми из них.

Преимущество физич. растворителей – одновременное извлечение всех примесных компонентов, низкие эксплуатационные затраты при О. газа от больших кол-в разнообразных примесей; недостаток – растворимость углеводородных компонентов и недостаточная глубина извлечения отд. компонентов.

Х. И. Исмаилова.

ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ – спец. инженерные конструкции, предназначенные для проведения последовательной очистки *сточных вод* от загрязнителей. Удаление *загрязняющих веществ* на О.с. происходит с помощью механич., физико-химич. и биологич. методов.

Выбор метода и технологич. схемы очистки определяются исходным составом сточных вод и условиями сброса очищенных вод в *приемник сточных вод*.

Механическая очистка сточных вод осуществляется на основе механич. и физич. методов с использованием решеток, песколовков, нефтеловушек, септиков, накопителей, отстойников и фильтров, снимая уже на стадии предварительной очистки значительное кол-во взвешенных веществ и нефтепродуктов.

Биологическая очистка – метод очистки бытовых и пром. сточных вод, основанный на способности организмов (гл. обр. бактерий) к разрушению (минерализации) загрязнений органич. происхождения.

При физико-химической очистке очистка стоков от загрязнителей осуществляется след. методами: реагентной или электролитич. коагуляцией; нейтрализацией кислотами и щелочами; экстракцией; перегонкой с водяным паром; сорбцией; обработкой ультразвуком; электрохимич. окислением; ионообменным извлечением; и т. д.

Основой парка О.с. отрасли служат установки биологической очистки сточных вод производительностью от 12 м^3 до 7000 м^3 в сут, нек-рые О.с. оснащены

станциями водоподготовки и доочистки стоков.

Поля орошения и поля фильтрации – сооружения естеств. биологич. очистки сточных вод инфильтрацией через почвенные горизонты. В песчано-гравийных фильтрах используются процессы биологич. сорбции через искусств. фильтрующую загрузку в сочетании с процессами минерализации загрязняющих веществ в биопленке. Биологические пруды – искусств. или естеств. водоемы, в к-рых происходит процесс самоочищения. По назначению различают биологич. пруды с естеств. и искусств. аэрацией, контактные, прогонные пруды, пруды-накопители. Все эти сооружения могут быть использованы как для очистки, так и для доочистки сточных вод.

Осн. масса канализуемых сточных вод очищается на сооружениях с использованием типовой биотехнологии с активным илом во взвешенном состоянии. Существует две традиционные схемы, обеспечивающие полное окисление органич. веществ и последующую нитрификацию аммонийного азота, т. е. процесс превращения его аэробными бактериями в нитраты: комбиниров. схема – окисление органич. вещества и нитрификация происходят в одном сооружении; двухступенчатая схема обеспечивает на 1-й ступени полное окисление органич. вещества в *аэротенках*, а на 2-й ступени – нитрификацию в аэротенках 2-й ступени (или биофильтрах).

По первой схеме происходит процесс очистки на компактных установках, к-рыми оснащены предприятия добычи и транспорта газа. По второй схеме работают очистные сооружения *газоперерабатывающих заводов* (напр., на *Оренбургском газоперерабатывающем заводе* установлен 4-секционный аэротенк с разделением каждой секции на два коридора).

Учитывая низкие концентрации органич. загрязнений (отношение биохимич. потребления кислорода к химич. потреблению менее 0,5) и, как следствие, низкий прирост активного ила, биологич. процесс целесообразно осуществлять на загрузке с иммобилизов. (прикрепленной) микрофлорой. С целью обеспечения нормативов по окисленным формам азота (нитритам) применяется технология нитри-денитрификации, т. к. этот метод позволяет осуществить параллельное удаление органич. загрязнений, соединений азота и фосфора, где денитрификация – биохимич. процесс распада нитратов с выделением свободного азота.

Применение загрузочных материалов в совр. сооружениях очистки сточных вод для прикрепления микрофлоры технологически и экономически целесообразно при низких нагрузках на активный ил для предотвращения вспухания ила (т. е. всплывания активного ила на поверхность сточных вод в результате его брожения), при окислении трудно окисляемых веществ и недостатке кислорода.

Общие требования для всех загрузочных материалов: высокая пористость и развитая поверхность; механич. прочность и химич. стабильность.

Размещение загрузочного материала в аэротенке производится с учетом достижения макс. эффекта массопередачи и снабжения прикрепленных микроорганизмов макс. кол-вом кислорода. Обычно объем носителей в аэротенке – от 5 до 30% объема сточных вод.

Осн. принципы данной биотехнологии (применение загрузочного материала и

осуществление процесса по схеме нитри-денитрификации) хорошо себя зарекомендовали при очистке сточных вод объектов транспорта газа.

Удаление ряда загрязнителей в отд. случаях возможно только с использованием физико-химич. методов очистки или комплекса механич., биологич. и физико-химич. методов. О.с. в основном оснащены блоками для сбора, обеззараживания и/или обработки *осадка сточных вод*.

Вводимые в эксплуатацию О.с. должны учитывать особенности качественного и количественного состава сточных вод; обеспечивать требования к качеству очищенных сточных вод; конструкция О.с. должна быть предельно упрощена и не требовать регулярного сервисного обслуживания; оборудование должно обладать значительным техническим ресурсом и быть максимально унифицированным.

Н. В. Попадько

П

ПАЙДУГИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция*.

ПАКЕР (англ. packer – упаковывать, запечатывать, уплотнять) – устройство для разобщения колонн труб и пластов в скважине. Используются для предотвращения заколонных и межколонных газонефтеводопроявлений, повреждений колонн труб и герметизации *призабойной зоны* скважины. П. спускается в скважину на трубах, имеет резиновые кольцевые манжеты, к-рые при нажиме колонны труб или при повышении давления расширяются и герметизируют затрубное или межтрубное пространство скважины.

Различают: П., используемые при *креплении* скважин, – разбурываемые, взрывные (для *цементирования* под давлением) и др.; эксплуатационные П. – механич., гидравлич., гидромеханич. (по способу крепления в колонне); одно- и многоразовые, постоянные и съемные (по числу циклов использования); устьевые, забойные (по месту крепления в колонне); термостойкие (герметизируют затрубное пространство при нагнетании пара); сероводородостойкие (по параметрам закачиваемых и добываемых агентов) и др.

Перепад давлений, воспринимаемых П., достигает 50 МПа. К. И. Джафаров.

ПАРАЛЛЕЛИЗАЦИЯ пластов, см. *Корреляция*.

ПАРАМЕТРЫ БУРЕНИЯ, см. в ст. *Режим бурения*.

ПАРНИКОВЫЕ ГАЗЫ в газовой промышленности – газы, образующиеся в результате производств. деятельности отрасли и участвующие в создании *парникового эффекта*. Наибольшее значение имеют диоксид углерода и метан.

Действующие на Земле разнообразные природные механизмы регулируют содержание в атмосфере CO_2 как основного П. г. за счет обратных связей в комплексной системе взаимодействия с океаном и суши, с участием органич. и неорганич. веществ в сложной динамич. системе биосферы. В осн. биосферном цикле обеспечивается примерный баланс CO_2 между потреблением в процессах фотосинтеза на суше и в океане и процессами окисления (гниения) с участием микроорганизмов. Оценить рост атм. CO_2 за счет пром. и с.х. произ-в достаточно трудно. Задача сводится к надежности выделения долго- и короткопериодич. изменений во всей совокупности природных механизмов, влияющих на содержание CO_2 , и вклада т.н. пром. CO_2 в общем балансе его продуцирования и стока и количеств.

оценок влияния этого фактора на рост глобальной темп-ры.

Среди профессиональных организаций, занимающихся разработкой и анализом сценариев климатич. изменений, включая сценарии эмиссии CO_2 , обеспечивающие стабилизацию его содержания и темп-ры атмосферы на определенном уровне, наиболее авторитетной является Межправительств. группа экспертов по изменению климата (МГЭИК), исследование к-рой выявила следующее.

Содержание П. г. (CO_2 , CH_4 , N_2O) в земной атмосфере устойчиво возрастает начиная с «прединдустриального» времени (ок. 1750), достигнув к 1992 (в %) по: CO_2 – 30, CH_4 – 45 и N_2O – 15. Рост связывается с сжиганием ископаемых топлив, а также с уничтожением лесов и интенсификацией с.-х. произ-ва.

Общий вклад в парниковый эффект составил $2,45 \text{ Вт/м}^2$ (0,37% от величины солнечной энергии, поглощаемой земной поверхностью), в т.ч. $1,56 \text{ Вт/м}^2$ от CO_2 , $0,47 \text{ Вт/м}^2$ от CH_4 , $0,14 \text{ Вт/м}^2$ от N_2O и дополнительно $0,28 \text{ Вт/м}^2$ от хлорфторуглеводородов.

Прогностич. климатич. модели свидетельствуют о том, что при условии сохранения выбросов CO_2 в атмосферу на совр. уровне его содержание достигнет к кон. 21 в. 500 млн^{-1} (0,050%), т.е. примерно удвоится по сравнению с «прединдустриальным» периодом (0,028%). Предотвращение повышения содержания в атмосфере CH_4 и N_2O потребует уменьшения их антропогенной эмиссии соответственно на 8 и 50%. Одновременно это уменьшит негативное влияние на состояние озонового слоя, в т.ч. на увеличение O_3 в тропосфере.

Стабилизация содержания CO_2 в атмосфере на трех расчетных уровнях (450 , 650 и 1000 млн^{-1}) отвечает выбросам в атмосферу соответственно 630 , 1030 и 1410 Гт углерода, что может быть достигнуто при условии снижения антропогенной эмиссии CO_2 к уровню 1990 соответственно через 40, 140 и 240 лет.

Рост ср. глобальной темп-ры у поверхности земли составляет от $0,3$ до $0,6 \text{ }^\circ\text{C}$ по сравнению с кон. 19 в., причем ночные темп-ры повысились больше дневных, и наибольшее потепление произошло в среднеширотных континентальных областях в весенне-зимний период. Ср. уровень Мирового ок. повысился в течение 20 в. от 10 до 25 см , что связывается с общим потеплением климата.

Нек-рые климатич. индикаторы свидетельствуют о том, что ср. глобальная темп-ра в 20 в. мало отличалась от пре-

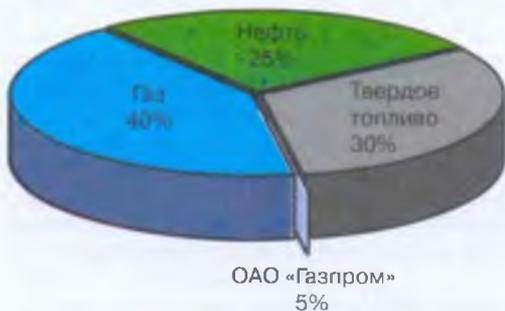
дыдущих столетий, начиная с 1400 до н.э. Наблюдаемый температурный рост, вероятно, имеет антропогенное происхождение.

Абсолютно надежных свидетельств того, что парниковое потепление имеет антропогенное происхождение, нет. Анализ четвертичного периода показывает, что для эпохи позднего плейстоцена были характерны резкие колебания климата с обширными материковыми оледенениями в ср. широтах, во время к-рых общие понижения ср. уровня моря достигали 85 – 120 м . Как показали исследования изотопных отношений кислорода в кернах льда, взятых в Гренландии и Антарктиде, а также изучение дошных осадков в Сев. Атлантике, в интервале последних 110 – 15 тыс. лет было 23 периода (длительностью от 500 до 2000 лет), в течение к-рых происходили резкие колебания среднегодовой региональной темп-ры (причем подъем более чем на $5 \text{ }^\circ\text{C}$ наблюдался всего за неск. десятилетий) и к-рые, вероятно, отражают глобальные изменения климата. С этими же периодами связаны увеличение аккумуляции снега, содержания пыли и морской соли, чередование слоев насыщения и обеднения метаном. И позднее, во время более теплого и в целом более стабильного голоцена, сменившего плейстоцен ок. 10 тыс. лет назад, происходили заметные изменения темп-ры, что подтверждает изучение осадочных пород в полярных (Антарктика, Гренландия) и тропических (оз. Виктория в Африке) широтах. Период позднего триаса, продолжавшийся $1700 \pm 70 \text{ лет}$, закончился внезапным подъемом темп-ры на $7 \text{ }^\circ\text{C}$ и удвоением выпадения атм. осадков. Существуют также достаточно убедительные свидетельства, основанные на совокупности палеоклиматич. данных (льды, осадки, древесные кольца), что в течение предыдущих столетий климат изменялся сильнее, чем начиная с сер. 18 в.

Наибольший вклад в парниковый эффект вносят выбросы CO_2 , суммарная эквивалентная эмиссия к-рого составляет ок. 79%, при этом гл. источники эмиссии в атмосферу – ископаемое топливо.

По сравнению с др. видами энергоресурсов в процессе потребления природный газ продуцирует меньше CO_2 на единицу произведенной энергии ввиду относительно низкого содержания углерода (рис.). Количеств. содержание углерода наиболее точно отражает эмиссию П. г., в к-рых доля углерода не превышает 90%.

При сжигании топлива в кол-ве, равном 1 т нефтяного эквивалента (н.э.), об-



Распределение эмиссии CO₂ в российской энергетике по видам ископаемого топлива.

разуется углерод (т, С/т н. э.): дрова 1,25; уголь 1,08; нефть 0,84; газ 0,64.

По сравнению с 1990 годовая эмиссия CO₂ по России уменьшилась на 30% (табл.), из них 97% приходится на энергетику. Вклады разл. видов топлива (в %) в эмиссию CO₂: газ 45, нефть 25, твердое топливо 30. На долю газовой промышленности приходится 5%.

Таблица. Сводные данные о годовой эмиссии и стоке CO₂ (Россия, Мт)

	1990	1994
Энергетика, сжигание топлива	2326	1636
Пром. произ-во, в т.ч.:	46	24
произ-во цемента	41	19
металлургия	5	5
Всего эмиссии	2372	1660
Нетто-сток в лесах	392	568

Ввиду многообразия технологич. процессов и обширности географии распространения объектов газовой отрасли выбросы в атмосферу от предприятий отрасли содержат широкий спектр климатически активных компонентов (CH₄, CO₂, летучие органич. соединения и др.). Осн. объемы приходятся на эмиссию CO₂ и CH₄, к-рые вносят значительный потенциал в глобальное потепление климата, поэтому подлежат первоочередному контролю и учету выбросов в атмосферу.

Доказан ничтожно малый вклад в глобальный поток П. г., связанных с технологичным поступлением, от естеств. дегазации Земли, эмиссии метана от газовой отрасли. Так, доля газовой промышленности в глобальной эмиссии метана 0,03–0,32%.

Для оценки эмиссии П. г. применяются разработки МГЭИК. В основе оценки лежат коэф. эмиссии и объемы осн. производительной деятельности. Базовые формулы для расчета П. г.:

$$G_{CH_4} = Q_{CH_4}(i) \cdot Q_H^P \cdot K_{CH_4};$$

$$G_{CO_2} = [(Q_{топл} \cdot Q_H^P \cdot K_C) - H] \cdot M \cdot CO_2 / C,$$

где $Q_{CH_4}(i)$ – объем деятельности (добыча, транспорт, потребление газа и др.), ГДж·м³/год; $Q_{топл}$ – расход топлива, кг/год; Q_H^P , Q_H^P – калорийность газа (ПДж/м³) и топлива (ГДж/кг) соответственно; K_{CH_4} – коэф. эмиссии метана, кг С/ГДж; K_C – коэф. выбросов углерода,

да, кг С/ГДж (для природного газа 15,3 кг/ГДж); H – коэф. неостребованного углерода (вводится для учета органич. топлива, поступающего на переработку, конечные продукты к-рой не поступают в атмосферу); M – поправочный коэф. неполного сгорания (для природного газа 0,99); CO_2/C – соотношение молекулярных весов диоксида углерода и углерода (равно 3,66).

При использовании методологии МГЭИК на нац. уровне проводится более глубокая детализация в два этапа: материальный баланс и дифференциальная оценка по конкретному источнику.

Основные выбросы CO₂ в газовой отрасли формируются при потреблении энергии и сжигании выбросов. На основе базовой формулы по расчету эмиссии CO₂ разработаны отраслевые методич. документы, по к-рым рассчитывается эмиссия CO₂ для типовых категорий источников выбросов.

Для оценки выбросов CH₄ используют балансовый метод, основанный на учете разности между объемом добычи и объемом потребления природного газа на выходе *магистрального газопровода*.

Материальный баланс (в м³) при магистральном транспорте газа состоит из след. статей:

$$Q = Q_{пр} + Q_{CH_4} + Q_{ПХГ} + \Delta Q + Q_{пот},$$

где Q – объем поступления газа в газопроводы; $Q_{пр}$ – объем поставок газа потребителю; Q_{CH_4} – расход газа на собств. нужды; $Q_{ПХГ}$ – (+) отбор, (–) закачка газа в подземные хранилища; ΔQ – изменение объема газа в системе газопроводов за расчетный период; $Q_{пот}$ – потери газа в процессе магистрального транспорта.

Анализ материального баланса в отрасли установил, что статьи баланса, обуславливающие эмиссию CH₄ в атмосферу, составляют не более 2% от объемов добычи. Это формальный показатель максимально возможного объема эмиссии метана, т.к. погрешность оценки при балансовом методе может составлять до 50% в сторону завышения (за счет погрешностей измерительной техники, бухгалтерского учета, краж и пр.).

По результатам теоретич. и экспериментальных исследований было установлено, что объемы поступлений CH₄ в атмосферу от предприятий газовой промышленности составляют 1–1,5% от объемов добычи. Объемы эмиссий от перерабатывающих предприятий не превышают 1% от общепромышленных, доля добывающих предприятий составляет 4–7%, а газотранспортных 92–95%.

Дифференциальная оценка объемов эмиссии CH₄ технологич. операциями в отрасли проводится по фактич. и нормативным показателям технологич. процесса (погрешность расчетов 5–30% определяется достоверностью исходных данных). Сложнее оценка эмиссии CH₄ при утечках (от неорганизов. выбросов).

В 1992–97 проводились экспериментальные исследования по замерам эмиссии CH₄ и оценке их объема, по результа-

там к-рых разработана и апробирована методология оценки объемов утечек. Исследования проводились по дистанционному и контактному обнаружению утечек и измерению их объемов на *линейной части* магистральных газопроводов, *компрессорных станциях* и *газовых промыслах*. Экстраполяция этих данных на систему ОАО «Газпром» определила величины суммарной эмиссии CH₄ (в %) к общему объему добычи или переработки природного газа: добыча и переработка 0,1; магистральные газопроводы и арматура 0,2; компрессорные станции 0,7.

ОАО «Газпром» постоянно реализует экологически эффективные мероприятия по сокращению выбросов П. г. (в т.ч. CO₂ и CH₄). Разработаны программы ограничения и снижения выбросов CH₄ на подведомств. предприятиях и объектах. Общим в этих проектах является то, что все они направлены на сокращение выбросов П. г., повышение энергоэффективности и снижение расхода топливного газа и могут успешно выполняться при наличии Междунар. системы оплаты за снижение выбросов П. г. Разработанный комплекс мероприятий предусматривает снижение выбросов П. г.

Основные пути сокращения выбросов CO₂ в энергосбережении: использование на *газоперекачивающих агрегатах* более экономичных приводов нового поколения (сокращает на 20–30% расход топливного газа и соответственно выход CO₂); повышение КПД газоперекачивающих агрегатов до 33–36% (дает экономию до 8–9 млрд. м³ газа в год); переход к парогазовым технологич. схемам компрессорных станций (общий КПД составит ок. 50%, экономия до 18–22 млрд. м³ газа в год); оптимизация режимно-технологич. параметров газомотокомпрессоров в соответствии с экологич. требованиями (внедрение разл. вариантов модернизации агрегатов – электронные системы зажигания, системы регулирования состава топливно-воздушной смеси, системы автоматич. регулирования скорости двигателя, системы выравнивания загрузки цилиндров – обеспечивает экономию топливного газа до 10%); использование газопоршневых электроагрегатов для утилизации факельных газов (снижает выбросы CO₂ на месте их сжигания и на крупных ТЭЦ за счет снижения нагрузки на величину вырабатываемой энергии).

Дальнейшая экономия газа связана с комбиниров. произ-вом энергии на компрессорных станциях за счет использования тепла отходящих газов газотурбинных установок. Реализация лишь нек-рых планируемых мероприятий обеспечит снижение выбросов CO₂ св. 4 млн. т.

Основные пути снижения эмиссии CH₄ на объектах ОАО «Газпром» – применение новейших технологий для планово-предупредительных ремонтов магистральных газопроводов. Новые технологии, дающие сокращение эмиссии на 40–70% от существующих потерь, включают: передвижные компрессорные установки для утилизации газа из ремонтных участков и закачки его в сосед-

ний газопровод; установки для врезки отводов под давлением; герметизация свищей в газопроводах под давлением; новые конструкции герметичных свечных отводов и кранов; очистка газопроводов с использованием саморазрушающихся поршней; перепуск газа из отключаемого участка в параллельный газопровод с более низким давлением с последующим срабатыванием оставшегося газа; использование газа из отключаемого участка в качестве топливного для турбоагрегатов (где это возможно); запуск агрегатов сжатым воздухом; утилизация природного газа при продуквке скважин, коллекторов, шлейфов и технологич. оборудования. Проведение строгих методов инвентаризации – основа создания работоспособной системы мониторинга выбросов П.э. Точность инвентаризации увеличивает определенность расчетов и соответственно стоимость единичной квоты за выброс П.э.

Лит.: Сорохтин О. Г., Парниковый эффект атмосферы в геологической истории Земли, Докл. АН СССР, 1990, т. 15, № 3; Селух А. Д., Экологические проблемы газовой промышленности, М., 1996; Заварзин Г. А., Коляков В. М., Стратегия изучения Земли в свете глобальных изменений, «Вестник РАН», 1998, т. 68, № 1.

Г. С. Аكوпова, В. М. Максимов.

ПАРНИКОВЫЙ ЭФФЕКТ (оранжерейный эффект) – эффект разогрева приземного слоя воздуха, вызванного поглощением атмосферой инфракрасного (ИК) излучения земной поверхности.

ИК излучение в атмосфере Земли поглощается молекулами H₂O, CO₂, O₃ и др. П.э. может повышать ср. темп-ру планеты, смягчает различия между дневными и ночными темп-рами. В результате антропогенных воздействий содержание CO₂ (и др. газов, поглощающих в ИК диапазоне) в атмосфере Земли постепенно возрастает. Усиление П.э. может привести к глобальным изменениям климата Земли.

По определению, П.э. (ΔT) – разность между ср. поверхностной темп-рой планеты T_с и ее эффективной (радиационной) темп-рой T_е, под к-рой планета видна из космоса:

$$\Delta T = T_c - T_e$$

Эффективная темп-ра T_е находится по формуле Стефана–Больцмана:

$$T_e^4 = \frac{(1-A) S}{4\sigma}$$

где σ – постоянная Стефана–Больцмана (5,67 · 10⁻⁸ Вт·м⁻²·К⁻⁴); S – солнечная постоянная на удалении планеты от Солнца (для Земли 1370 Вт/м²); A – альбедо (отражательная способность планеты, у Земли A ок. 0,3); T_е – величина эффективной темп-ры Земли (255 К).

Для определения зависимостей поверхностной темп-ры T_с и распределения темп-ры в тропосфере Земли от параметров ее атмосферы и солнечного излучения используются разл. модели передачи тепла в атмосфере и прогнозич. модели климата. После этого находится величина

на самого П.э. ΔT. При этом значительная роль отводится антропогенной составляющей, связанной с ростом потребления энергоресурсов, особенно с быстрым ростом в нем доли природного газа.

С т. зр. воздействия газовой отрасли на природную среду наибольшее значение имеют добыча, транспорт и потребление газа. Первые два серьезно влияют на региональные условия, особенно в связи с авариями и нарушениями технологии; третья составляющая носит глобальный характер.

Поэтому очень важно правильно оценивать региональные вариации во времени и пространстве в зависимости от специфики условий тех или иных областей (рельеф местности, характер подстилающей поверхности, динамика атмосферы и др.). Надежность оценок и прогнозов зависит от правильности учета многочисл. факторов, определяющих условия тепло и массообмена, химич. и межфазного взаимодействия и разнообразных природных циклов во всем комплексе процессов в атмосфере, гидросфере и биосфере.

В. М. Максимов.

ПАССИВАЦИЯ (от лат. passivus – недействительный) металла – переход поверхности металла в пассивное состояние, при к-ром замедляется коррозия. Вызывается поверхностным окислением металла с образованием на поверхности пленки из продуктов окисления, трудно растворимых в среде, вызвавшей П. Все конструкционные металлы без самопроизвольной П. подвергались бы быстрой коррозии не только в агрессивных химич. средах, но также в пресной воде и во влажной атмосфере.

Металлы характеризуются разл. склонностью к П. в разл. средах при разных темп-рах. В нейтральных средах к П. склонно большинство металлов. П. могут способствовать анионы, дающие с металлом труднорастворимые соединения, если они образуют плотную пленку. Образующаяся в процессе коррозии пленка, не обладающая достаточной плотностью, характеризуется слабым пассивирующим свойством. Напр., в слабокислых водных растворах H₂S образующаяся на поверхности углеродистой стали пленка сульфидов железа обладает значительным пассивирующим свойством (скорость коррозии составляет сотые доли мм в год). Если в водном растворе при диссоциации H₂S присутствуют ионы Cl⁻ (содержащиеся часто в *пластовой воде* газовых скважин), то пленка из продуктов коррозии обладает меньшей плотностью (скорость коррозии в зависимости от темп-ры может достигать нескольких мм в год). Более высокой склонностью к П., по сравнению с железом и углеродистыми сталями, обладают хром, никель и др. металлы, а также богатые ими сплавы, *коррозионно-стойкие стали*, к-рые самопассивируются в атм. условиях и сохраняют пассивность во многих агрессивных средах.

В технике термин «пассивация» употребляется также как спец. химическая или электрохимич. обработка металла в подходящем растворителе, повышающая стой-

кость его исходного пассивного состояния (напр., П. алюминиевой посуды в растворе HNO₃). Вещества, с помощью к-рых осуществляется П., наз. пассиваторами.

Лит.: Томашов Н. Д., Чернов Г. Д., Теория коррозии и коррозионно-стойкие конструкционные материалы, М., 1993.

В. П. Афанасьев.

ПЕРЕДВИЖНОЙ АВТОГАЗОЗАПРАВЩИК (ПАГЗ) – осуществляют заправку автомобил. транспорта компримированным природным газом (КПГ) и доставку газа потребителям в отсутствие газовых сетей. В России используются ПАГЗ разл. конструкций, в т. ч. заправщики, оборудов. опорознительными компрессорами, обеспечивающими высокий коэф. опорознения емкостей для КПГ.

ПАГЗ представляет собой тягач с полуприцепом или прицепом со смонтированными на нем баллонами-емкостями, соединенными между собой в секции. Секции соединены с газораздаточным блоком, посредством к-рого осуществляется упр-ние и контроль за заправкой. В качестве тягача могут также применяться тракторы. Одновременно природным газом могут заправляться от 2 до 4 автомашин.

ПАГЗ заправляется от стационарных *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций* (АГНКС) до давления 25–32 МПа и транспортирует газ к месту заправки автомобилей (рис.). Высокая степень опорознения (60–70%) достигается за счет разделения баллонов на секции (3–5) и последовательного использования секций. Технич. характеристики ПАГЗ приведены в табл.

Таблица. Технические характеристики ПАГЗ

Объем перевозимого газа, м ³	от 800 до 5000
Давление заправки, МПа	25–32
Коэффициент опорознения баллонов:	
общий (с компрессором)	до 0,95
бескомпрессорный способ	до 0,7
Кол-во заправляемых автомобилей:	
общее (с компрессором)	до 100
Кол-во мест заправки автомобилей	2–4
Кол-во секций	2–4
Кол-во баллонов	от 16 до 120
Объем баллона, л	от 125 до 900
Время заправки одного автомобиля, мин	10–12

Серийно выпускавшийся ПАГЗ-2800-32 характеризуется след. показателями: рабочее давление 31,4 МПа; объем перевозимого газа 2800 м³; два одновременно заправляемых автомобиля; ср. время заправки автомобиля (50 м³) 10 мин; кол-во заправленных автомобилей 30–35.

ПАГЗ с опорознительными компрессорами (ПАГЗ-К) позволяет повысить коэф. опорознения до 90–95% и увеличить экономич. эффективность ПАГЗ.

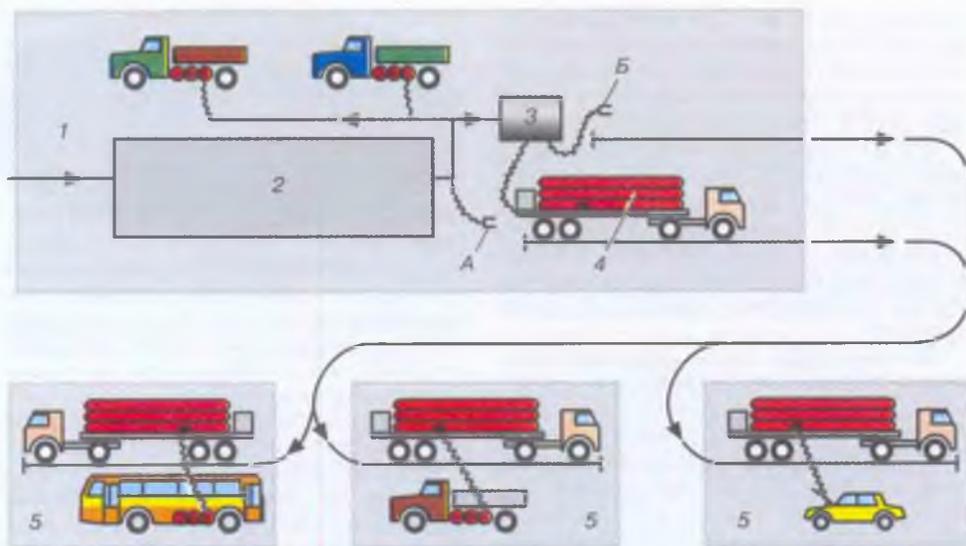


Схема комплекса АГНКС-ПАГЗ: 1 – площадка АГНКС; 2 – производственный корпус; 3 – дожимной компрессор; 4 – заправка ПАГЗ; 5 – пункты заправки автомобилей от ПАГЗ; А – заправочная линия с давлением заправки 25 МПа; Б – заправочная линия с давлением заправки 32 МПа.

На одной из моделей ПАГЗ-К устанавливался вертикальный крещкопфный, 2-ступенчатый, двойного действия компрессор. Частота вращения компрессора 1000 об/мин. Производительность 50 м³/ч при давлении 2 МПа на входе. Установленная мощность 15 кВт. Компрессор работоспособен при давлении на всасывании 2–20 МПа. Коэф. опорожнения повышается до 0,94, а число заправок автомобилей (50 м³) до 107 (67 при бескомпрессорном способе). В конструкции использовано 48 баллонов (масса каждого с опорами 365 кг) из композиционного материала объемом по 0,39 м³.

Применение ПАГЗ позволяет полностью исключить холостые пробеги *газобаллонных автомобилей* на заправку и существенно повысить загрузку АГНКС. В условиях относительно редкой сети АГНКС применение ПАГЗ окупается за 1–3 года. ПАГЗ может применяться не только для заправки транспорта, но и для доставки газа потребителям, не имеющим газовых сетей.

К. Ю. Чириков.

ПЕРЕДОВОЙ ПРОГИБ, см. *Краевой прогиб*.

ПЕРЕЛИВНЫЕ УСТРОЙСТВА, см. в ст. *Колонное оборудование*.

ПЕРЕМЫЧКА – трубопровод, технологически объединяющий параллельно проложенные газопроводы и позволяющий в случае необходимости (авария, ремонт и т. д.) отключать отд. участки. Как правило, П. монтируются в местах установки *запорной арматуры* до и после крановых площадок.

При параллельной прокладке двух и более *магистральных газопроводов* следует предусматривать П.: с запорной арматурой (для газопроводов с равным давлением); с узлами редуцирования и предохранительными устройствами (для газопроводов с разл. давлением); с запорной арматурой до или после охранного крана соответственно для входа и выхода ком-

прессорной станции (для *газоизмерительных станций*, размещаемых до или после компрессорной станции).

П. следует размещать на расстоянии не менее 40 и не более 60 км друг от друга у линейных кранов (до и после кранов), а также до и после компрессорной станции, между охранными кранами.

На участках газопроводов, прокладываемых в районах с холодным климатом, а также в труднодоступных местах, следует предусматривать П. у каждого линейного крана.

Минимально допустимое отношение внутр. диаметра П. к внутр. диаметру наименьшей из параллельных ниток магистрального газопровода, соединяемых П., не менее 0,7.

В. В. Девичев.

ПЕРЕРАБОТКА газового конденсата – производится в осн. с целью получения моторных топлив.

По сравнению с произ-вом традиционных топлив нефтяного происхождения, выгодно отличается тем, что не требуется применения каких-либо сложных, дорогостоящих процессов. Выход прямогонных моторных топлив при П. *стабильного конденсата* достигает 90–95% на сырье (в нефти не превышает 45–50%). Кроме того, в *газовых конденсатах* практически отсутствуют многие вредные примеси, ухудшающие качество моторных топлив: твердые парафины, асфальтосмолистые вещества, эмульсионная вода и др. Газовые конденсаты сев. м-ний России содержат незначительное кол-во серы. При произ-ве моторных топлив из конденсатов такого качества не требуется применение процессов электрообессоливания, гидроочистки, защелачивания.

Из-за различия физико-химич. свойств газового конденсата из разных м-ний при П. на заводах применяют сочетание ряда технологич. процессов.

Разделение газового конденсата на топливные фракции осуществляют ректификацией – тепломассообменным процессом,

проходящим на тарелках (насадке) в колонном аппарате (подробно см. в ст. *Колонное оборудование*). В результате этого получают бензиновую, авиационную керосиновую, дизельную и мазутную фракции. При содержании в газовом конденсате большого кол-ва сернистых соединений соответствующие фракции подвергают гидроочистке – удалению сернистых соединений на катализаторе в среде водорода.

Прямогонные бензиновые фракции в осн. низкооктановые. Для повышения детонационной стойкости бензинов до требуемого уровня применяют процессы изомеризации и каталитич. риформинга. При изомеризации происходят структурные превращения легких фракций в более высокооктановые углеводороды. При каталитич. риформинге получают базовые компоненты высокооктановых бензинов за счет образования ароматич. углеводородов. Изомеризацию и каталитич. риформинг проводят в среде водорода на платиносодержащих катализаторах. Смешением фракций изомеризата, риформата и прямогонной бензиновой фракции получают разл. марки товарных автомоб. бензинов АИ-80, АИ-92 и выше.

Для получения зимних сортов дизельного топлива применяют процесс гидродепарафинизации, при к-ром происходит деструктивное превращение нормальных парафиновых углеводородов, ответственных за низкотемпературные свойства дизельного топлива.

Из газового конденсата получают широкий ассортимент моторных топлив, в т. ч. дизельное топливо для быстроходных дизелей. Это вызвано тем, что в районах размещения и эксплуатации нефтяных и газоконденсатных м-ний в осн. используется автомоб. техника и буровые двигатели, работающие на этом топливе.

Сохранение при получении стандартного дизельного топлива базовых бензиновых фракций с *октановыми числами*, близкими к 76, делает возможным их использование после введения ангидротонационных присадок и добавок в районах газоконденсатных м-ний.

До 10% получаемого в отрасли стабилизированного газового конденсата поставляется на переработку на нефтеперерабатывающие заводы, остальное кол-во – на *Суругуйский завод стабилизации конденсата*, *Астраханский газоперерабатывающий завод*, *Уренгойское управление по подготовке конденсата* и *малогабаритные установки* получения моторных топлив, размещаемые на промыслах в районе добычи.

Лит.: Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В. и др., Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем, М., 1995. И. Б. Кесель.

ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ – механич., физико-химич. и биологич. преобразование пром. и бытовых (коммунальных) отходов с целью нейтрализации вредных компонентов или извлечения из них полезных составляющих, пригодных для повторного использования.

В мировой практике известно более 20 методов обезвреживания и утилизации

отходов. По конечной цели П. о. эти методы делятся на: ликвидационные (решают в осн. санитарно-гигиенич. задачи) и утилизационные (решают экономич. задачи - использование вторичных ресурсов). По технологич. принципу различают методы П. о.: биологические (использование биопрепаратов), термические (применение технологий и установок, использующих процессы сжигания, пиролиза и сушки), химические (применение технологий и установок обработки отходов сорбентами), механические (разделение органич. части отходов от воды и механич. примесей при помощи гравитационного отстаивания, разделение в центробежном поле, фильтрованием и экстракцией), смешанные (разл. комбинации методов). Наибольшее практич. распространение в П. о. получили: складирование на санитарные и пром. полигоны (свалки); термич. методы; биотермич. переработка отходов в компост (подробнее см. в ст. *Бытовые отходы*).

Хранение (складирование) отходов позволяет их изолировать и временно нейтрализовать. Оно направлено на снижение опасности для окружающей среды. Для хранения устанавливается срок его нахождения в местах складирования.

Простейшими и наиболее распространенными сооружениями по обезвреживанию твердых бытовых отходов и *отходов производства* являются полигоны. Отходы складировать на грунт с последующим уплотнением, что позволяет увеличить выгрузку отходов на единицу площади сооружений, тем самым обеспечивая экономное использование земельных участков. После закрытия полигонов поверхность земли рекультивируют для последующего использования.

Характеристикой обеспечения охраны окружающей среды на полигонах являются 6 показателей вредности: органолептический - характеризует изменение запаха, привкуса и пищевой ценности фитотест-растений на прилегающих участках действующего полигона, а также атм. воздуха, вкуса, цвета и запаха грунтовых и поверхностных вод; общесанитарный - отражает процессы изменения биологич. активности и показателей самоочищения почвы прилегающих участков; фитоаккумуляционный (транслокационный) - характеризует процесс миграции химич. веществ из почвы близлежащих участков и территории рекультивиров. полигонов в культурные растения, неиспользуемые в качестве продукта питания и фуража (в товарную массу); миграционно-водный - выявляет процессы миграции химич. веществ фильтрата твердых бытовых отходов в поверхностные и подземные воды; миграционно-воздушный - отражает процессы поступления выбросов в атм. воздух с пылью, испарениями и газами; санитарно-токсикологический - характеризует суммарное влияние факторов, действующих в комплексе.

Действующие и закрытые полигоны вследствие необустроенности наносят ко-

лоссальный вред окружающей среде. При обезвреживании отходов на полигонах и свалках в почве накапливаются сложные органич. и минер. соединения, микроорганизмы (в т. ч. болезнетворные). Загрязненная почва, как правило, становится источником вторичного загрязнения *подземных вод*, атм. воздуха, растений и с.-х. продукции. Поэтому не менее актуальным является вопрос ликвидации существующих свалок. В России чрезвычайно мало предприятий по обезвреживанию и захоронению твердых пром. отходов, полностью отвечающих предъявляемым требованиям; не выпускается соответствующее оборудование.

Известно ок. 40 технологий по сжиганию отходов, отличающихся тепловым режимом, аппаратурным оформлением, подготовкой отходов для сжигания и т. д.

Термический метод обезвреживания твердых отходов заключается в огневой обработке фракций отходов высокотемпературными (св. 1000 °С) продуктами сгорания. При этом токсичные компоненты подвергаются окислению, термич. разложению и др. химич. превращениям с образованием безвредных газов (СО, Н₂О, N) и твердых остатков (оксидов металлов, солей). Данный процесс реализуется в строго определенном режиме при соответствующей темп-ре в камере сгорания и дожига, морфологич. и фракционном составе отходов, уд. тепловой нагрузке топочного объема и т. п.

Термич. методы переработки и утилизации отходов разделяются на три группы: слоевое сжигание исходных неподготовленных отходов в спец. установке; пиролиз отходов, прошедших предварительную подготовку или без нее; слоевое или камерное сжигание специально подготовленных отходов в выносных камерах энергетич. котлов или спец. топках (псевдо-сжиженный слой, шлакорасплавные плазменные реакторы и т. п.).

Существуют два подхода к сжиганию отходов. Централизованная схема подразумевает сжигание пром. отходов совместно или раздельно с твердыми бытовыми отходами в установках больших мусоросжигательных з-дов. Децентрализованная схема обезвреживания отходов применяется в случае отсутствия мусоросжигательных з-дов или их удаления на значительное расстояние от предприятий.

Особенностью структуры большинства предприятий газовой пром-сти является их многоотраслевой характер, наличие подразделений разл. профиля, расположенных зачастую на значительных расстояниях друг от друга.

Незначительные объемы образования отходов на отд. объектах предприятий (*компрессорные станции*, вахтовые поселки), удаленных от населенных мест и осн. произ-в, позволяют решать проблему с помощью авт. компактных малогабаритных установок (комплексов) небольшой производительности (стационарных и мобильных). Это может обеспечить обезвреживание отходов непосредственно в местах их образования. Данные комплексы, как правило, являются малозумны-

ми, выход газов из дымовой трубы незначительный, технологич. цепь от загрузки отходами печи до выгрузки шлака имеет высокую степень автоматизации.

Конструкцию топочных устройств определяет специфика состава твердых бытовых и пром. отходов. В основу классификации топочных устройств для сжигания отходов положены признаки аэродинамич. характера как наиболее важные, т. к. ими определяется подвод окислителя к реагирующей поверхности, что в наибольшей мере влияет на уд. теплопроизводительность и экономичность топочного процесса. В этой связи различают топки слоевые для сжигания кускового топлива (напр., неизмельченных твердых бытовых отходов) и камерные - для сжигания газообразных и жидких отходов, а также твердых отходов в пылевидном (или мелкодробленом) состоянии.

Термич. П. о. осуществляется на разл. установках: слоевого сжигания, пиролизной и плазменно-термической.

В установках термохимич. обезвреживания отходов при процессе пирогенетич. деструкции протекают след. взаимосвязанные процессы: осушка, сухая перегонка без доступа окислителя, газификация и горение коксового остатка, а также взаимодействие образовавшихся газообразных продуктов.

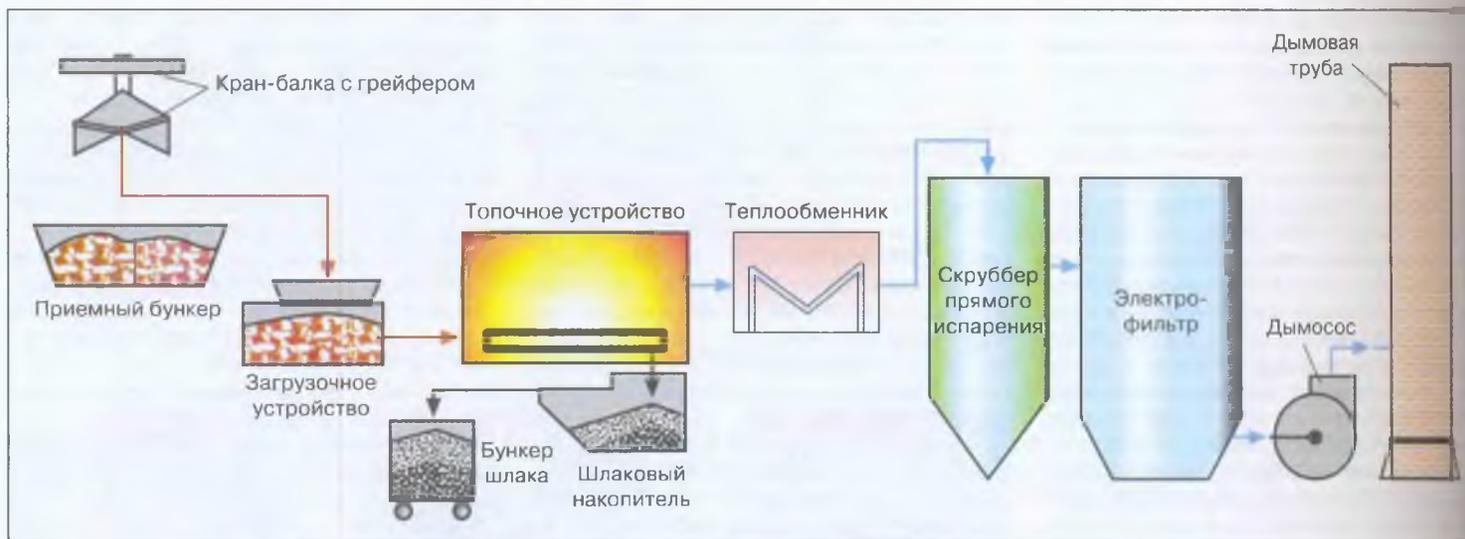
Пиролизные установки различают по температурному уровню процесса: низко- (450-550 °С), средне- (800 °С), высокотемпературный (св. 800 °С). Преимущество этого способа обезвреживания отходов достигается за счет разделения процессов термич. разложения и сжигания, что позволяет с большой эффективностью осуществить сжигание отходов.

Плазмоэнергетич. тепловые установки для П. о. имеют ряд преимуществ. В печи с плазменной дугой процесс изменения физико-химич. свойств веществ при высоких темп-рах управляем (контролируемый пиролиз). Постоянно высокая темп-ра (1100-1650 °С) в рабочем объеме камеры обеспечивает полную диссоциацию органич. соединений и препятствует вторичному образованию сложных органич. молекул. Неорганич. соединения расплавляются в стекловидный шлак.

Все перечисленные термич. методы направлены на обезвреживание отходов, получение полезных продуктов в виде тепловой энергии, твердого, жидкого и газообразного топлива и вторичных ресурсов.

Метод слоевого сжигания неподготовленных отходов является одним из наиболее изученных. Заводы по термич. переработке отходов имеют очень высокую степень механизации и автоматизации, что позволяет обслуживать их небольшим по численности обслуживающим персоналом, роль которого в осн. сводится к управленческим функциям и который не имеет контакта с отходами.

В зависимости от численности населения и нормы накопления (в ср. 1,2-1,4 м³ на жителя при уд. весе 0,19-0,24 т/м³, на основе эколого-экономич. расчетов эффективности санитарной П. о. для газовой пром-сти целесообразно создание



Технологическая схема комплекса по термической обработке бытовых и промышленных отходов.

установок мощностью 0,1–1 т/ч по перерабатываемым отходам.

Установки небольшой производительности рентабельны в условиях небольших предприятий, т.к. удовлетворяют след. требованиям: универсальность по совместному и раздельному сжиганию твердых бытовых, пром. отходов, *осадка сточных вод, нефтесодержащих шламов* и т.п.; возможность рациональной компоновки с совр. малогабаритными блочными котлами; простота устройства, малая металлоемкость, небольшая стоимость, долгий срок службы и несложность ремонта; высокий уровень механизации и автоматизации технологич. процессов сжигания отходов; применение высокоэффективного газоочистного оборудования по нейтрализации *загрязняющих веществ* отходящих газов.

Для газовой отрасли разработан номенклатурный ряд блочных модульных установок термич. обезвреживания и утилизации твердых бытовых и пром. отходов производительностью 0,1; 0,25; 0,5; 1,0 т/ч по перерабатываемым отходам.

Комплексы по обезвреживанию отходов располагаются вблизи или на территории предприятия и могут обслуживать неск. предприятий, находящихся поблизости. Данные комплексы не обладают большой производительностью (50–500 кг/ч), являются бесшумными, выход газов из дымовой трубы практически незначительный. Технологич. цепь от загрузки отходов печи до выгрузки шлака имеет высокую степень автоматизации, причем элементы комплекса не требуют санитарной обработки.

Комплекс состоит из ряда последовательно соединенных блок-боксов для размещения технологич. оборудования одной или двух установок, включает приемное закрытое отделение для разгрузки мусоровозов, бытовые помещения персонала и расположенной вне блок-боксов металл. дымовой трубы (рис.). Газоочистное оборудование обеспечивает приземные концентрации загрязняющих веществ на границе *санитарно-защитной зоны* менее 1% от *предельно допустимых концентраций* в атм. воздухе.

Наиболее перспективными технологиями по П. о. являются: *слоевое сжигание* (осадка сточных вод твердых бытовых и пром. отходов); *демеркуризация* (ртутных ламп); *утилизация* газа низкого давления; *переработка металлолома*; технология очистки вод от гальванич. шламов; *термодеструкция* резины и озоновая технология (автомоб. шин, резино-технич. изделий); *очистка почв* от проливов, нефтесодержащих шламов и очистка резервуаров; *переработка аккумуляторов, электролитов и аккумуляторного шлама*.

Разработка технологий и установок по утилизации разл. видов отходов и дальнейшее их внедрение позволяют решить многие проблемы, связанные с экологич. обеспечением природоохранной деятельности отрасли.

Я. В. Малич.

ПЕРЕТОКИ ГАЗА на ПХГ, утечки газа, – потери части хранимого в пористых пластах газа.

Утечки газа подразделяются на вертикальные (П. газа в контрольные водоносные горизонты и на дневную поверхность) и латеральные (уход газа за «замок» ловушки *подземного хранилища* газа в водоносную часть пласта).

Размеры и масштабы П. г. зависят от геологич. и гидрогеологич. факторов, динамич. условий эксплуатации искусств. газовой залежи, технич. состояния скважин, вскрывающих хранилище.

Подземное хранилище газа (ПХГ) как любое искусственно создаваемое сооружение призвано функционировать промежутком времени, по масштабам несоизмеримый с геологич. летоисчислением. В этой связи качество *покрышек в ловушках*, используемых для хранения газа, по ряду показателей (напр., мощности, *проницаемости* или нарушенности) может быть неск. иным, чем необходимое для образования и сохранения естеств. газовых залежей. Поэтому небольшие утечки газа из хранилищ можно зафиксировать, своевременно локализовать, а затем и предусмотреть соответствующие мероприятия по борьбе с ними.

Практика создания газохранилищ показывает, что в отд. случаях могут иметь

место межпластовые П. г. из-за недостаточной плотности пород, слагающих осн. покрывку. К гидрогеологич. причинам утечек газа можно отнести разл. диффузионные процессы, происходящие между газом и пластовой водой. Процесс насыщения окружающего водного пространства газом наблюдается с самого начала заполнения хранилища газом и подтверждается газогидрогеохимич. исследованиями.

Осн. причина нарушения герметичности ПХГ – технич. связанная в осн. с состоянием скважин, вскрывающих хранилище. Значительные осложнения возникают при искусств. гидродинамич. сообщаемости, образующейся через негерметичные скважины, между осн. газоносным пластом и вышележащими проницаемыми породами над покрывкой. Из-за некачеств. цементирования скважин или недостаточной плотности замковых и муфтовых соединений заколонные П. г. проявляются с самого начала повышения давления в хранилище и образования соответствующего перепада давления между пластами.

При создании геолого-гидрогеологич. модели хранилища и на стадии его проектирования возможны ошибки при оценке «замка» ловушки, общего объема хранилища и др. В процессе эксплуатации хранилищ также возможны отклонения от технологич. режима, ошибки в оценке запасов газа в пласте и процессов, происходящих при динамич. насыщении водоносной среды углеводородами. Все эти факторы также могут привести к П. г. в результате переполнения хранилища.

В. П. Ильченко.

ПЕРЕХОД газопроводов – сооружение для прокладки газопроводов через естеств. и искусств. препятствия. Это могут быть особые участки газопроводов, места пересечений ими рек, водохранилищ, каналов, озер, прудов, ручьев, проток, болот, оврагов, а также железных и автомоб. дорог. Входят в *линейную часть* газопроводов.

Подводные переходы газопроводов через водные преграды сооружаются с учетом гидрологич., инж.-геологич. и топо-

графич. данных, условий эксплуатации ранее построенных водных переходов, гидротехнич. сооружений, влияющих на режим водной преграды, перспективных доуглубительных и выправительных работ в районе пересечения и требований охраны рыбных ресурсов. Границами подводного П. газопровода, определяющими его длину, являются: для многониточных П. – участок, ограниченный *запорной арматурой*, установленной на противоположных берегах; для однониточных П. – участок, ограниченный горизонтом высоких вод не ниже отметок 10%-ной обеспеченности. Прокладка П. должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград, величина которого устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных доуглубительных работ.

При проектировании водных П. проектная отметка верха забластителей, газопровода должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля рамыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания стр-ва П. по не менее 1 м от естеств. отметок дна водосма.

П. через железные и автомобильные дороги сооружаются в осн. в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками; угол пересечения газопровода с железными и автомоб. дорогами, как правило, 90°.

Газопроводы, прокладываемые на П. через железные и автомоб. дороги всех категорий, должны возводиться в защитном футляре из стальных труб или в тоннеле, диаметр к-рых определяется из условий прои-ва работ и конструкции П. и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм. Концы защитного футляра выводятся: при прокладке газопровода через железные дороги – 50 м от осей крайних путей и 3 м от бровки откоса выемки; 3 м от крайней стороны водопроводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорн. канавы, резерва), при прокладке газопровода через автомоб. дороги – 25 м от бровки земляного полотна.

На подземных П. газопроводов через железные и автомоб. дороги концы защитных футляров должны иметь уплотнение из диэлектрич. материала. На одном из концов футляра или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии (по горизонтали) не менее 40 м от осей крайнего пути железных дорог общего пользования; 25 м – от осей пром. дорог или подошвы земляного полотна автомоб. дорог.

В. В. Девичев, З. Т. Галиуллин.

ПЕРЕХОДНЫЙ КОМПЛЕКС платформ. промежуточный комплекс, второй структурный этаж, – осадочно-эффузивный комплекс пород, образовавшийся после завершения формирования *фундамента*, перед началом формирования *платформенного чехла*.

Стратиграфич. диапазон П. к. на древних платформах – рифей, рифей – ниж.

венд, на молодых – верх. и ср. палеозой, верх. карбон – ниж. пермь, пермь – триас. В его составе широко развиты обломочные формации (в т. ч. красноцветные и угленосные), эффузивы разного состава; карбонатные формации занимают лишь ср. часть вертикального формационного ряда. Структуры, контролирующие распространение П. к.: *авлакогены* на древних, грабенообразные прогибы на молодых платформах, межгорн. впадины. Широко развиты глыбовые дислокации. Региональный метаморфизм пород отсутствует. *Катагенез* пород незначительный, что ухудшает качество *коллекторов* и *покрышек*. Перспективы нефтегазоносности П. к. умеренные. Наибольший интерес для поисков залежей углеводородов представляют карбонатные формации. Залежи нефти в П. к. известны в Предкавказье, на *Сибирской платформе* и др. районах.

Н. А. Крылов.

ПЕРИКРАТОННЫЙ ПРОГИБ, перикратонное прогибание, – зона длительного погружения на краю *платформы*, развивающаяся одновременно с погружениями в смежной геосинклинальной области. Толщины платформенных формаций увеличиваются в сторону последней. При замыкании геосинклинальной области на П. п. накладывается *краевой прогиб*, к-рый является более молодой структурой по сравнению с П. п. С мобилистских позиций, П. п. – древняя, переработанная позднейшими тектонич. движениями пассивная континентальная окраина. П. п. могут соответствовать зоны генерации углеводородов. Н. А. Крылов.

ПЕРИОД НАРАСТАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ газа, см. в ст. *Промышленная разработка*.

ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ, см. в ст. *Промышленная разработка*.

ПЕРИОД ПОСТОЯННОЙ ДОБЫЧИ газа, см. в ст. *Промышленная разработка*.

«ПЕРМТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одно из крупнейших в «Газпроме» по объему транспортируемого газа. Адм. центр – г. Чайковский (Пермская обл.). С 1993 правопреемник гос. предприятия «Пермтрансгаз», основанного в 1984 и входившего в состав Гл. территориального упр-ния «Главвостоктрансгаз».

Первые нитки газопроводов по терр. Пермской обл. были проложены в 1960-х гг. В связи с открытием газовых м-ний в Зап. Сибири в 1980-е гг. формировался крупнейший в быв. СССР и мире нефтегазовый комплекс на С. Тюменской обл. Тюменский газ начал поступать на Урал, в центр страны, в Европу по газопроводам, проложенным в т. ч. и по терр. Пермской обл. На нач. 2003 «П.» эксплуатирует 14 крупнейших газопроводов России.

С 1984 по 1994 было построено и введено в эксплуатацию: 37 компрессорных цехов; 144 *газоперекачивающих агрегата*; св. 5,9 тыс. км *магистральных газопроводов* и газопроводов-отводов Урен-

гой – Центр-II; Ямбург – Елец 1, 2; Ямбург – Зап. граница; Ямбург – Тула 1, 2; Ямбург – Поволжье; СРТО (Сев. районы Тюменской обл.) – Урал, 32 газопровода-отвода; 3 *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции* (АГНКС). Годовой объем транспортируемого газа увеличился с 125,9 млрд. м³ в 1984 до 342,4 млрд. м³ в 1994.

Осн. задача «П.» – транспортировка природного газа в центр России и поставка газа потребителям Пермской обл. и Удмуртской Респ., эксплуатация *газотранспортных систем* и *подземных хранилищ газа*, проектирование и стр-во газопроводов и др. объектов газоснабжения, соцкультбыта и жилья.

«П.» эксплуатирует свыше 10,3 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов; 128 *газораспределительных станций*; 62 компрессорных цеха с 274 газоперекачивающими агрегатами суммарной мощностью 4258,6 МВт; 10 АГНКС. Годовой объем транспортируемого природного газа св. 300 млрд. м³, а поставок газа потребителям Пермской обл. и Удмуртской Респ. – более 16 млрд. м³.

С кон. 1980-х гг. на *компрессорных станциях* началась модернизация и замена устаревших газоперекачивающих агрегатов на совр. агрегаты нового поколения по контракту с итал. консорциумом. В рамках этого проекта в 2001 были завершены работы по модернизации и реконструкции 35 газоперекачивающих агрегатов. Другое важное направление деятельности – реализация программы «Урал – Газпром», согласно к-рой на «П.» проходят испытания и обкатку газоперекачивающие агрегаты нового поколения, изготовленные на пром. предприятиях г. Пермь. После проведения испытаний эти агрегаты используются на компрессорных станциях «Газпрома». В рамках этой программы созданы и прошли испытания и доводку агрегаты ГПА-12Р «Урал», ГПА-12 «Урал», ГПА-16РП «Урал». На компрессорной станции «Пермская» эксплуатируется опытный агрегат ГПА-12М «Урал», на к-ром вместо подшипников скольжения на газовом компрессоре применен «магнитный подвес», что позволяет компрессору работать без смазочного масла. На компрессорной станции «Горнозаводская» с 2001 эксплуатируется первый блочно-комплектный агрегат ГПА-16 «Урал». На очереди создание и обкатка нового, более мощного агрегата (25 МВт) на компрессорной станции «Игринская».

Большое внимание «П.» уделяет соц. вопросам: построены стадион, 7 оздоровительных комплексов, культурно-спортивный центр и др. В. А. Чичелов.

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ПЛОЩАДЬ на нефть и газ – часть перспективной на нефть и газ территории, заключающая локальный объект (предполагаемую ловушку или их ассоциацию), на к-рой возможно осуществление поискового этапа *геолого-разведочных работ*. В случае единичной ловушки в разрезе осадочного чехла размеры П. п. определяются площадью этой

ловушки, в случае ассоциации ловушек – горизонтальной проекцией их перекрывающихся площадей.

В соответствии со стадиями и подстадиями поискового этапа П. п. разделяются на выявленные (на подстадии выявления объекта), подготовленные к поисковому бурению (на подстадии подготовки объектов) и введенные в поисковое бурение (на стадии поиска м-ний или залежей). В случае положительного результата поискового бурения П. п. переходит в фонд м-ний, при отрицательном результате площади выводятся из фонда перспективных.

П. п. считается выявленной, если ее наличие и контуры подтверждены как минимум одним из след. видов работ: сейсморазведкой или структурным бурением по пересекающимся профилям; сочетанием отд. структурных скважин с сейсмич. профилями; структурно-геологич. съемкой, данные к-рой подтверждены сейсморазведкой или структурными скважинами; геофизич. и геохимич. работами, выявившими аномалии, отождествляемые с залежами нефти или газа («аномалии типа залежь» – АТЗ). Обязательным условием отнесения АТЗ к П. п. является приуроченность ее к ловушке (антиклинальной, стратиграфич., литологич. и др. типа), а также наличие в пределах ловушки *природного резервуара* (коллектора и флюидопора), подтвержденное комплексом геофизич., геохимич. и геологич. данных.

Ресурсы выявленных П. п. квалифицируются как частично локализованные прогнозные (категории $D_1^{ч.п.}$ или $D_2^{ч.п.}$).

П. п. считается подготовленной к поисковому бурению, если для нее составлены кондиционные карты изогипс маркирующих (опорных) горизонтов, а для объектов АТЗ, кроме того, карты отд. или комплексных параметров, позволяющие прогнозировать пространств. положение предполагаемой залежи на площади выявленной ловушки. Указанные карты должны обеспечивать возможность выбора мест заложения поисковых скважин и определять их глубины. В случае, когда П. п. расположена в районе, пром. нефтегазоносность к-рого еще не установлена (нефтегазоперспективном), ресурсы подготовленных П. п. квалифицируются как полностью локализованные прогнозные (категории $D_1^{п.п.}$, $D_2^{п.п.}$). Ресурсы подготовленных П. п., отвечающие объектам в пластах, продуктивность к-рых установлена в др. м-ниях района (т.е. ресурсы в нефтегазоносном р-не), квалифицируются как перспективные (категории C_3).

В случае положительного результата поисковой стадии на П. п., введенных в поисковое бурение, ресурсы отвечающего ей объекта квалифицируются как предварительно оцененные (категории C_2), а в зоне дренажа скважиной, открывшей установленные пром. залежи – как разведанные (категории C_1).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ нефти, газа и конденсата – предполагаемые запасы этих полезных ископаемых на подготовленных для глубокого бурения площадях, находящиеся в пределах нефтегазоносных р-нов, а также в не вскрытых бурением пластах разведанных м-ний, продуктивность к-рых установлена на др. м-ниях района. Предполагаемая форма, размер и условия залегания нефтегазоносных залежей (пластов) определяются в общих чертах по результатам геологич. и геофизич. исследований, а толщина и *коллекторские свойства* пластов, состав и свойства нефти и газа – по аналогии с разведанными м-ниями.

Согласно классификации запасов м-ний, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, П. р. относятся к категории C_3 . Они учитываются в гос. балансах запасов полезных ископаемых и используются при планировании поисково-разведочных работ и прироста запасов нефти, газа и конденсата категории C_1 и C_2 .

ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН (от лат. perforatio – пробуривание) – пробивание отверстий заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт. Для П. с. применяют взрывчатые вещества (кумулятивная, пулевая и снарядная П. с.) и реже поток жидкости с абразивными материалами (гидропескоструйная П. с.).

Наиболее используется кумулятивная П. с., когда канал, проходящий через *обсадную колонку* и цементное кольцо, создается действием кумулятивной струи, образующейся при взрыве заряда. У пулевых перфораторов скорость выстреливаемой пуле сообщают пороховые газы. Вертикальное расположение каналов в корпусе позволяет сделать их достаточно длинными, что в сочетании с высоким давлением газов порохового заряда обеспечивает получение скорости пули до 900 м/с. Снарядная П. с. осуществляется так же, как пулевая, только не пулей, а снарядом (практически не используется). Изредка П. с. осуществляют взрывом цилиндрич. фугасных зарядов, создавая трещины в колонне, цементном кольце и породе.

Гидропескоструйная перфорация основана на абразивном и гидромониторном разрушении преград. При этом в пласте высоконапорными струями жидкости с песком, закачиваемой в скважину с поверхности по трубам и истекающей из сопел устройства, образуются глубокие чистые полости и каналы.

Выбор метода П. с. решается с учетом геологии пласта, *конструкции скважины*, условий бурения, технич. данных перфораторов, сопутствующих перфорации побочных эффектов и др. факторов. При этом определяются тип перфоратора, плотность прострела, технология последующих работ. Характер вскрытия при перфорации изучается на спец. стендах, где определяются размеры каналов и особенности движения жидкости или

газа в образце до и после прострела в условиях, приближенных к скважинным. Качество П. с. – один из важнейших факторов, определяющих эффективность эксплуатации скважин.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, 1984–91.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ керна – изучение физич. свойств керна. Проводятся на м-ниях, подготавливаемых к пром. освоению, по пяти осн. направлениям, позволяющим изучать: литологич. характеристики горн. пород; *фильтрационно-емкостные свойства*, определяющие количественные показатели горн. пород как *коллекторов* газа и нефти; физич. характеристики, сопоставимые с изучаемыми параметрами методами *геофизических исследований скважин*; динамич. характеристики пород-коллекторов, связанные с моделированием воздействия на них в процессе разработки м-ний; технологич. характеристики, связанные с изучением буримости горн. пород, эффективности перфорации, влияния промывочных и других жидкостей на фильтрационные свойства и т. п.

Комплекс П. и. включает стандартные, детальные и спец. исследования.

Стандартные (массовые) П. и. выполняются на образцах керна с плотностью 3–5 шт. на 1 м вынесенного керна и включают: литолого-петрографич. анализ; определение открытой пористости (см. в ст. *Пористость*) и абс. проницаемости (см. в ст. *Проницаемость*); оценку водонасыщения прямым способом (на герметизиров. керне); определения карбонатности и нерастворимого остатка (в карбонатных образцах); определение водонасыщенности центрифугированием; гранулометрич. анализ. Стандартные определения на керне позволяют решать задачи первых двух направлений П. и.

Детальные П. и. выполняются с целью уточнения интерпретационных моделей, петрофизич. связей, обоснования комплекса геофизич. исследований скважин и величин подсчетных параметров. Кол-во образцов, на к-рых выполняются детальные исследования, определяются достаточностью для проведения статистич. обработки (не менее 30–40 образцов на каждый литотип).

Детальные П. и. включают: определение уд. электрического сопротивления полностью и частично водонасыщенных образцов; определение суммарной и спектральной гамма-активности; измерение диффузионно-адсорбционной активности; определение эффективной пористости фазовой (эффективной) и относительной проницаемости; изучение петрофизич. характеристик образцов в условиях, моделирующих пластовые.

Специальные П. и. проводятся на образцах, представляющих все литотипы изучаемого разреза, с целью изучения влияния промывочной жидкости на величины петрофизич. характеристик пород. Выбор условия вскрытия пласта и режимов эксплуатации м-ния, детального изучения свойств пород и факторов, влияющих на их величины. В зависимости от

поставленных задач спец. исследования могут включать: проведение ртутной и водной перометрии (нагнетание соответственно ртути или воды в образец пористой среды); определение уд. поверхности порового пространства; изучение минерального состава инфракрасной спектрометрией; микроанализ пород с помощью электронного микроскопа; исследование тонкодисперсной фракции (гранулометрия по Фигуровскому, термич. анализ, электронная микроскопия); исследование ядерно-магнитного резонанса; определение остаточного газонасыщения методом впитывания и фильтрации жидкости; измерение макс. гигроскопичности (наибольшего кол-ва влаги, поглощаемой горн. породой из воздуха при полном его насыщении водяными парами); исследование *водонасыщенности*; исследование многофазной фильтрации через образцы и модели пласта; измерение диэлектрич. проницаемости (величины, показывающей, по сколько раз сила взаимодействия двух электрич. зарядов в среде меньше, чем в вакууме); определение емкости катионного обмена; измерение магнитной восприимчивости (характеризует связь между намагнитченностью вещества и напряженностью магнитного поля в этом веществе) и др.

П. п. проводятся в комплексе с др. традиционными методами. При этом полученные данные, отображаемые на спец. геофизич. картах, позволяют реконструировать условия формирования залежей нефти и газа.

А. В. Дахнов.

ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*.

ПИТИНГОВАЯ КОРРОЗИЯ [англ. pitting, от pit – покрывать(ся) ямками и коррозия] – точечное коррозионное поражение, глубина которого значительно больше поперечных размеров (длины, ширины). Возникает в средах, содержащих легирующие анионы (гл. обр. Cl^-), способные осуществить местное разрушение лагичной пленки. Высокая скорость П.к. может привести к сквозному прогниванию в стенки сосуда (трубы) при небольших потерях массы металла. На скорость П.к. могут влиять легирующие элементы, содержащиеся в *коррозионно-стойких сталях*: молибден увеличивает сопротивляемость к П.к.; марганец в хромоникелевых сталях ухудшает сопротивляемость к П.к.; углерод за счет выделения карбидов по границам зерен снижает стойкость стали против П.к. Тип структуры высоколегиров. коррозионно-стойких сталей (аустенитная, ферритная и др.) влияет на их стойкость к П.к. noticeably. Загрязненность структуры стали металлург. включениями способствует ее развитию. Термообработка сталей, изменяющая гетерогенность структуры, также влияет на стойкость против П.к. Недостаточный отпуск хромосодержащих сталей (смягчающий нагрев после закалки) может обусловить обеднение хромом границ зерен и снижение стойкости к П.к.; более продолжительный от-

пуск металла может привести к выравниванию распределения хрома и повышению стойкости. Измельчение зерна коррозионно-стойкой стали положительно влияет на стойкость против П.к., при этом уменьшается глубина питтингов при увеличении их кол-ва. На углеродистых и низколегированных сталях питтинги, образующиеся в первое время эксплуатации в агрессивной среде, разрастаются, как правило, во всех направлениях, образуя крупные каверны, язвы, приводя к большим весовым потерям металла, уменьшению толщины стенки. Повышение темп-ры агрессивной среды приводит к увеличению скорости роста питтингов и снижению стойкости сталей против П.к.

В. П. Афанасьев.

ПЛАСТ (от греч. *plastós* – вылепленный, оформленный) – 1) геологич. тело, имеющее плоскую форму, при к-рой его *толщина* во много раз меньше размеров площади его распространения, обладающее однородными признаками и ограниченное более или менее параллельными поверхностями: верхней – кровлей и нижней – подошвой. Толщина П. определяется по кратчайшему расстоянию между кровлей и подошвой. П. может состоять из нескольких чем-либо связанных прослоев разл. пород. Термин «П.» часто применяется по отношению к стратифициров. скоплениям полезных ископаемых (П. газовые, нефтяные, рудные, водоносные и др.). П. слагаются осадочными, вулканогенно-осадочными или метаморфич. горн. породами. 2) Стратиграфич. обозначение свободного пользования. Литологически более или менее однородные, относительно маломощные отложения, отличающиеся к.-л. признаками и ясно отграниченные от ниже- и вышележащих отложений и занимающие определенное стратиграфич. положение в разрезе.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПЛАСТОВАЯ ДЕПРЕССИЯ, депрессия на пласт, – разность между *пластовым давлением* ($P_{пл}$) и *забойным давлением* ($P_з$) в работающей скважине:

$$\Delta P = P_{пл} - P_з.$$

Величина П. д. характеризует затраты *пластовой энергии в дренажной области* скважины на приток газа к скважине и определяет ее *дебит* и *продуктивность* газовой скважины.

Установление максимально допустимой (предельной) П. д., соответствующей *предельно допустимому дебиту*, и рабочей П. д. является гл. задачей рационального *технологического режима эксплуатации* скважин.

Лит.: Закиров С. Г., Лапук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974; Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995.

Г. А. Зотов.

ПЛАСТОВАЯ ТЕМПЕРАТУРА – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние; формируется под действием теплового потока, направленного к поверхности из внутр. зон Земли. Осн. ме-

ханизмы перераспределения тепла в земной коре: кондуктивная теплопередача (обусловлена теплопроводностью пород) и конвективный перенос (связан с движением флюидов в трещинах горн. пород). Показателями температурной обстановки в недрах являются *геотермический градиент* и геотермич. ступень (величина, обратная геотермич. градиенту). Наряду с нормальными (фоновыми) для данного пласта темп-рами существуют участки с аномальными П. т. В залежах П. т. зависит от глубины их залегания и геотемпературных особенностей соответствующего участка земной коры. Известны П. т. от близких к 0 °С (*газогидратные залежи*) до первых сотен °С (глубокозалегающие пласты). Измерение П. т. производят ртутными, термисторными и др. термометрами. Процесс бурения скважин и связанные с ним операции нарушают естеств. распределение П. т. Скорость восстановления в скважине естеств. теплового поля зависит от диаметра, продолжительности *промывки скважины*, разности темп-р промывочной жидкости и окружающих пород и их теплофизич. свойств. Время восстановления в скважине естественных П. т. обычно 8–13 сут. Изменение П. т. в залежах нефти и газа ведет к изменению объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Повышение темп-ры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При увеличении темп-ры в замкнутом резервуаре повышается *пластовое давление*.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ – энергия *пласта-коллектора* и заключенного в нем *флюида* (нефть, вода, газ), находящегося в напряженном состоянии под действием *горного давления* и *пластового давления*. Осн. виды П. э.: энергия напора *пластовых вод*, свободного и выделяющегося при понижении давления растворенного в нефти газа, упругости сжатых пород и жидкостей и энергии напора, обусловленная силой тяжести нефти. Чем больше в нефти растворено газов, тем выше запас П. э. При отборе жидкости (газа) из пласта запасы П. э. расходуются на перемещение флюидов и на преодоление сил, противодействующих этому движению (сил внутр. трения жидкостей и газов и трения их о породу, а также капиллярных сил). Движение нефти и газа в пласте чаще всего обусловлено проявлением разл. видов П. э. одновременно (всегда проявляется энергия упругости пород и жидкостей и энергия, обуслов-

ленная силой тяжести нефти). В зависимости от геологич. особенностей и условий эксплуатации м-ния превалирует энергия того или иного вида. В соответствии с тем, какой вид энергии обуславливает перемещение жидкости и газа к добывающим скважинам, различают режимы работы нефтяных и газовых залежей.

Запасы П.э., расходуемые при эксплуатации м-ния, могут восполняться в результате естеств. притока в продуктивные пласты вод из поверхностных источников, имеющих в местах выходов пластов-коллекторов на поверхность, из законтурной (водяной) области или путем искусств. нагнетания в пласты воды, газа или другого вытесняющего пластовой флюид агента. Баланс П.э. (соотношение расходуемой на добычу и вносимой извне в пласт энергии) – один из важнейших показателей разработки нефтяного м-ния.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ – давление газа в газонасыщенном объеме пласта. Различают начальное и текущее П.д.

Начальное П.д. имеет место в газонасыщенном объеме пласта до начала разработки. Оно, как правило, изменяется только по высоте продуктивной толщи, согласно барометрич. формуле:

$$P(x) = P_{кр} e^{S(x)},$$

где $P(x)$ – давление на глубине « x » (в м), измеряемой от кровли продуктивного пласта, МПа; $P_{кр}$ – давление у кровли пласта, МПа; $S(x) = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \cdot x_i}{z_{ср} T_{ср}}$; $\bar{\rho}$ –

относительная (по воздуху) плотность газа, кг/м³; $T_{ср} = \frac{T_{кр} + T_{п}}{2}$ ($T_{кр}$ и $T_{п}$ –

температура соответственно у кровли и подошвы пласта), К; $z_{ср}$ – коэф. сверхсжимаемости газа при $T_{ср}$ и $P_{ср} = \frac{P_{кр} + P_{п}}{2}$ ($P_{п}$ –

давление у подошвы пласта).

В большинстве случаев вместо приведенной формулы используют ее первое приближение в виде:

$$P(x) = P_{кр} + 0,03415 P_{кр} \frac{\bar{\rho} x}{z_{кр} T_{кр}}$$

где $z_{кр} = z(T_{кр}, P_{кр})$.

Начальные П.д. обычно приводят к ср. горизонтальной плоскости, проходящей через центр тяжести газонасыщенного объема, а чаще через середину продуктивной толщи.

Начальные П.д. могут быть равны гидростатическому давлению, выше (аномально высокое пластовое давление) и ниже (аномально низкое пластовое давление) его.

Текущие П.д. формируются в газонасыщенном объеме в процессе извлечения из него газа системой эксплуатационных скважин. Его распределение в газонасыщенном объеме характеризуются картами изобар (поле П.д.) и депрессионными воронками.

П.д. измеряется в остановленных эксплуатационных скважинах и спец. наблюдательных скважинах с помощью глубинных манометров или рассчитывается по барометрич. формуле (см. ст. *Забойное давление*). В последнем случае используется давление на устье скважины, к-рое наз. статическим П.д.

Лит.: Зотов Г.А., Тверковкин С.М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Гриценко А.И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995; Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.И., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

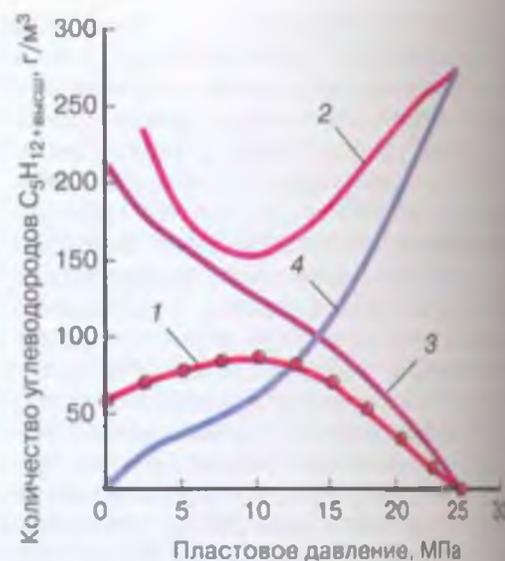
ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ – подземные воды, циркулирующие в пластах горн. пород. В гидрогеологии П.в. (классификация И. К. Зайцева) подразделяются на 3 класса: порово-пластовые, трещинно-пластовые, карстово-пластовые, каждый из к-рых может быть верховодкой, грунтовой, межпластовой безнапорной или напорной (артезианской) водой.

В нефтегазопромышленной геологии под П.в. понимают воды, находящиеся в продуктивном пласте. Они подразделяются на воды законтурные, подошвенные, промежуточные пластовые.

ПЛАСТОВЫЙ ГАЗ газоконденсатных залежей – смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, содержащихся в газоконденсатной залежи и извлекаемых из недр на поверхность в процессе разработки м-ния. Состав П.г. (в %): метан 68–95; гомологи метана 4–25; сероводород 0–3,2; азот 0,2–7; углекислый газ 0,1–5; конденсат 0,4–9,7. Встречаются м-ния с высоким содержанием в П.г. углекислого газа (до 22%) и сероводорода (до 23%) (напр., *Астраханское месторождение*). По отношению метана и суммы его гомологов П.г. классифицируются на: сухие (содержание $C_2H_6 + \text{высш.}$ 0–5% мол), полужирные (6–15), жирные (16–25), высокожирные (св. 25) газы.

Для определения состава П.г. проводят газоконденсатные исследования с отбором проб газа сепарации и нестабильного конденсата. Последний подвергается дегазации и дебутанизации на лабораторном оборудовании. В процессе дегазации из сырого конденсата удаляются газы углеводороды $CH_4 - C_4H_{10}$, измеряется их объем и объем дебутанизован. конденсата. Компонентный состав газа сепарации, газов дегазации, дебутанизации и дебутанизован. конденсата определяется методом газожидкостной хроматографии. Число грамм-молей газов сепарации, дегазации, дебутанизации, дебутанизованного конденсата суммируется по компонентам, и полученное число грамм-молей каждого компонента делится на эту сумму.

На основе газоконденсатных исследований определяют след. прогнозные зависимости по фазовому поведению П.г. (рис.): *пластовые потери конденсата*; *потенциальное содержание конденсата*; *суммарный отбор $C_2H_6 + \text{высш.}$ в газовой фазе в г/м³ при снижении давления*.



Прогноз распределения конденсата в залежи: 1 – пластовые потери; 2 – потенциальное содержание; 3 – суммарный отбор из пласта; 4 – содержание в газовой фазе в г/м³.

Пластовые потери $C_5H_{12} + \text{высш.}$ определяются на *установках фазового равновесия PVT*. Потенциальное содержание $C_5H_{12} + \text{высш.}$ уменьшается вследствие выпадения части этих углеводородов в жидкую фазу в пласте. Зависимости – потенциальное содержание, суммарный отбор из пласта и содержание в газовой фазе $C_5H_{12} + \text{высш.}$ (в г/м³) – получают расчетным путем.

Состав П.г. используется для подсчета запасов и выбора метода разработки газоконденсатного м-ния.

В. В. Юшкин, И. А. Гриценко.

ПЛАТЕЖИ при использовании недрами – устанавливаются Законом «О недрах» от 1992 с последующими изменениями.

Взимаются след. П.: разовые – за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в *лицензии*; регулярные – за пользование недрами; плата за геологич. информацию о недрах; сбор за участие в конкурсе (аукционе); сбор за выдачу лицензий.

Кроме того, пользователи недр уплачивают др. налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством РФ о налогах и сборах. Пользователи недр, выступающие стороной *соглашения о разделе продукции*, осуществляют П. размеры к-рых, порядок и условия взимания устанавливаются указанными соглашениями в соответствии с законодательством РФ.

Миним. (стартовые) размеры разовых П. устанавливаются в размере не менее 10% от величины суммы налога за добычу полезных ископаемых из расчета среднегодовой проектной мощности добывающей организации, а окончательные размеры – по результатам конкурса или аукциона и фиксируются в *лицензии*. Уплата разовых П. производится в порядке, установленном в *лицензии* за пользование недрами.

За пользование геологич. информацией о недрах, полученной в результате геологич. изучения недр от федерального органа упр-ния *государственным* фондом.

дом недр, берется плата, размер к-рой и порядок ее взимания определяются правительством РФ.

Сбор за участие в конкурсе (аукционе) вносится всеми их участниками и является одним из условий регистрации заявки. Сумма сбора определяется исходя из стоимости затрат на подготовку, проведение и подведение итогов конкурса (аукциона), оплату труда привлекаемых экспертов. Часть средств от сбора за участие в конкурсе (аукционе) органы, выдавшие лицензии, могут направлять на проверку выполнения пользователями недр условий лицензий.

Сбор за выдачу лицензий вносится пользователями недр при выдаче лицензии. Сумма этого сбора зачисляется на счета федерального органа управления фондом недр либо его территориальных органов.

Регулярные П. взимаются за предоставление пользователям недр исключительных прав на поиск и оценку м-ний, разведку полезных ископаемых, геологич. изучение и оценку пригодности участков недр для стро-ва и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, стро-во и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, за исключением ниж. сооружений неглубокого залегания (до 5 м), используемых по целевому назначению.

Регулярные П. взимаются с пользователей недр отдельно по каждому виду работ, осуществляемых внутри страны, на континентальном шельфе и в исключительной экономич. зоне РФ или за ее пределами на территориях, находящихся под юрисдикцией РФ (а также арендуемых у иностр. гос-в или используемых на основании междунар. договора).

Ставка регулярного П. устанавливается за 1 км² площади участка недр. Миним. и макс. размеры ставки устанавливает правительство РФ, а конкретный размер ставки регулярного П. – исполнительный орган гос. власти субъекта РФ по представлению территориального органа в области управ-ния гос. фондом недр отдельно по каждому участку недр, на к-рый выдается лицензия.

Порядок и условия взимания регулярных П. с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку м-ний на континентальном шельфе РФ и в исключительной экономич. зоне РФ, также за ее пределами на территориях, находящихся под юрисдикцией РФ, устанавливаются правительством РФ и зачисляются в федеральный бюджет.

Регулярные П. вносятся пользователями недр ежеквартально, взимаются в денежной форме и зачисляются в федеральные, региональные и местные бюджеты в соответствии с законодательством РФ.

ПЛАТФОРМА – крупная (до тыс. км в поперечнике), тектонически устойчивая зона континентальной земной коры, испытывающая медленные вертикальные движения. Изначально элементами вертикального разреза верх. части земной

коры на П. считались *фундамент* и *платформенный чехол*. Позднее стали выделять дополнительно *переходный комплекс*, залегающий между фундаментом и чехлом. Однако представление о 3-членном строении П. воспринято не всеми геологами. По времени образования П. разделяются на древние и молодые. Древняя П. (кратон) – имеет архейско-протерозойский фундамент, обычно рифейский переходный комплекс и палеозойско-кайнозойский (иногда венд-кайнозойский) чехол; молодая П. – имеет допалеозойско-палеозойский фундамент, средне-верхнепалеозойский или пермо-триасовый (иногда верхнекаменноугольно-пермский) переходный комплекс и мезозойско-кайнозойский чехол. Древние П. на терр. России – *Восточно-Европейская платформа* и *Сибирская платформа*, молодая П. – *Центрально-Евразийская*. Древние П. граничат с более молодыми (каледонскими, герцинскими, мезозойскими, альпийскими) складчатыми зонами и зонами с океанич. земной корой, молодые П. – с древними П., альпийскими и мезозойскими складчатыми областями, океанич. структурами. Пограничными структурами П. и более молодых складчатых областей являются *краевые прогибы*, иногда крупные разломы – краевые швы. Структурно-приподнятые зоны П., где отсутствует чехол, наз. *щитами* (Балтийский, Алданский), а относительно опущенные, с развитием чехла – *плитами* (Русская плита Восточно-Европейской платформы, *Скифская плита*, *Западно-Сибирская плита* и др.).

С платформенным чехлом молодых и древних П. связаны наиболее крупные мировые ресурсы газа и крупные ресурсы нефти. В России подавляющая доля ресурсов природного газа связана с П. Залежи углеводородов (обычно нефти) в фундаменте встречаются в самых верх. частях (на контакте с породами чехла) и связаны с эрозионными и тектонич. выступами фундамента. Осн. структурные элементы плит – *синеклизы* и *антеклизы*, *авлакогены*, системы прогибов, впадины и своды. Эти структуры контролируют *нефтегазоносные бассейны* и *нефтегазоносные области*. Н. А. Крылов.

ПЛАТФОРМЕННЫЙ ЧЕХОЛ – комплекс преим. осадочных пород, залегающих субгоризонтально на *фундаменте* или *переходном комплексе* в пределах *платформ*.

При налегании П.ч. на фундамент всегда фиксируется резкое угловое несогласие и скачок в степени метаморфич. изменения пород. При налегании П.ч. на переходный комплекс контакт ясный, но менее резкий. Для П.ч. характерны платформенные формации, пологие дислокации пород (до 2–3°), невысокий градиент изменения толщин, отсутствие признаков метаморфизма пород. Возраст П.ч. древних платформ – от венды или верх. венды (*Восточно-Европейская платформа*), молодых платформ – от юры или от перми (*Западно-Европейская платфор-*

ма). Характерные формации – карбонатные (известняково-доломитовые, с биогермами и др.), песчано-глинистые (глауконитовые, сероцветные морские, пестроцветные, угленосные и др.), глинистые, кварцевых песков. Крупные структуры П.ч.: *синеклизы*, *антеклизы*, своды, впадины, системы прогибов, валы. С П.ч. связаны осн. ресурсы природного газа и значительная часть ресурсов нефти.

Н. А. Крылов.

ПЛЕЙ (от англ. exploration play – разведывательная деятельность), направление геологоразведочных работ, – совокупность однотипных м-ний (открытых и предполагаемых), поиски и разведка к-рых ведутся по одной методике (одинаковым комплексом технич. средств) и сосредоточенных в одном *нефтегазоносном комплексе* в пределах одной тектонич. зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов.

Единство типа строения залежей и методики и средств ведения поисково-разведочных работ ставится на 1-е место в определении объема П. П. могут сменять друг друга по вертикали (наиболее распространенный вариант) или по латерали, при этом их границами являются стратиграфич. поверхности и границы тектонич. или литофациальных зон. В отд. случаях направления могут перемежаться внутри нек-рого объема осадочного комплекса (напр., при наличии литологически ограниченных залежей, чередующихся в одном объеме с пластовыми сводовыми залежами). Помимо естеств. границ (простых и сложных) направления могут иметь ограничения, связанные с использованием разл. технич. средств. Эти ограничения могут определяться глубиной размещения залежей (5–7 тыс. м) и представлять собой горизонтальную поверхность; глубинами дна моря и др. гидрографич. параметрами акваторий и иметь вид сложной вертикальной поверхности. Такое разделение естеств. геологич. совокупностей скоплений углеводородов оправдано в тех случаях, когда проведение поисково-разведочных работ обособлено той или иной «технической» границей и за ее пределами работы были (или будут) начаты со значительным смещением во времени.

П. характеризуется величиной *ресурсов* (разведанных, перспективных и прогнозных), степенью их разведанности, объемом и др. показателями поисково-разведочных работ.

Примерами П. могут служить сеноманский, неокосский, ачимовский нефтегазоносные комплексы *Надым–Пур-Тазовского газоносного региона* Зап. Сибири.

П. – оптимальный объект для моделирования геолого-разведочного процесса и прогноза его результатов. Может быть успешно использован как объект количеств. прогнозной оценки ресурсов углеводородов. Критерием правильности определения объема направления (границ совокупности скоплений углеводородов) является *одномодальный характер зависимости удельных приростов запасов от степени разведанности ресурсов*.

Помимо обычных направлений иногда могут быть выделены генерализованные: совокупность направлений, поисково-разведочный процесс в к-рых развивается параллельно. Охватывая крупные объемы нефтегазоносных пород (напр., *нефтегазоносной провинции* в целом, включая многочисленные м-ния), они удовлетворяют упомянутому выше критерию. Это позволяет моделировать поисково-разведочный процесс для крупного региона в целом. Примером генерализованного направления является *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция* (по крайней мере, в пределах палеозойских отложений). *Н. А. Крылов.*

ПЛИТА – 1) значительная по площади часть *платформы*, в пределах к-рой фундамент перекрыт *платформенным чехлом*. Различают П. древних и молодых платформ. На первых чехол включает породы венда или верх. венда, палеозоя и более молодые отложения, на вторых – мезозоя и кайнозоя (на П. Западно-Европейской платформы – перми, мезозоя и кайнозоя). Толщины чехла в осн. 2–4,5 км, в наиболее глубоких депрессиях они превышают 15 км. Площадь П. – от сотен тыс. до млн. км². П. – важнейшие крупные структуры земной коры по содержанию *ресурсов* природного газа. П. или их крупные части контролируют *нефтегазоносные провинции*. *Западно-Сибирской плите* соответствует одноименная нефтегазоносная провинция. На Русской П. древней *Восточно-Европейской платформы* располагаются *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*, *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция* и Днепрово-Донецкая НПП. 2) По концепции тектоники литосферных П., крупный участок (или блок) литосферы, к-рый ведет себя, как сравнительно жесткое тело, способный двигаться по поверхности астеносферы, и внутридеформации к-рого имеют второстепенное значение по сравнению с горизонтальными перемещениями относительно смежных П. *Н. А. Крылов.*

ПЛОТНОСТЬ газа – масса газа в единице объема. Один из важнейших показателей, используемый в расчетах при определении кол-ва газа. Зависит от компонентного состава газа, наличия в нем примесей (пары воды, *метанол*, *гликоли* и др.). При совр. объемах газа даже незначительная ошибка в изменении П. газа, перекачиваемого по *магистральным газопроводам*, приводит к большим ошибкам в определении его объема. Наиболее точный и надежный способ определения П. газа – весовой метод. Метод пикнометрич. взвешивания позволяет производить измерение П. газа с допуском отклонением не более 0,005 кг/м³, что для природного газа составляет ошибку не более 0,5%. Необходимым условием применения расчетного метода для определения П. газа является надежный способ определения полного компонентного состава газа и использование постоянных стандартных величин плотностей составляющих компонентов природных углеводородных газов. *В. П. Ильченко.*

ПЛУНЖЕРНЫЙ ЛИФТ (от англ. plunge – нырять, погружаться) – устройство для подъема жидкости из скважины за счет энергии газа, находящегося под давлением. Разновидность периодич. газлифта с использованием плунжера. Используется для *удаления жидкости* из газовой скважины.

Установки П. л. могут быть непрерывного или периодич. действия. Предназначены для скважин, к-рые эксплуатируются только по лифтовой колонне или совместно по лифтовой колонне и межтрубному кольцевому пространству. Установки могут использоваться на скважинах с одноразмерной и комбинированной колоннами труб независимо от глубины их спуска. В установках непрерывного действия плунжер безостановочно находится в движении вверх и вниз по лифтовой колонне, а в установках периодич. действия – задерживается на забое или на устье скважины потоком газа или механич. фиксаторами на период времени, установленный оператором. Установки непрерывного действия разработаны ВНИИгазом в 1963 и использовались на ряде м-ний. Установка П. л. (рис., б) состоит из оборудования, монтируемого на поверхности, подземного оборудования и плунжера. Плунжер (рис., а) – осн. рабочий элемент. В зависимости от дебита скважины по газу и притока жидкости к забою используются плунжеры: самоуплотняющийся, типа «летающий клапан», постоянного наружного диаметра и комбинированный, предназначенный для скважин с разноразмерной колонной *насосно-компрессорных труб*.

Принцип действия плунжерного лифта следующий. В лифтовую колонну непрерывно поступает газ и над трубным ограничителем скапливается жидкость. Элементы плунжера (штулка и шар) падают в восходящем потоке газа. Шар прекращает свое падение на трубном ограничителе, находящемся под уровнем жидкости. Штулка, падающая за шаром, доходит до трубного ограничителя и садится на шар. С этого момента начинается движение плунжера вверх. При подъеме шар перекрывает ниж. отверстие штулки. Столб жидкости, находящийся над плунжером, вытесняется газом, поднимающимся по трубе. При достижении столбом жидкости перфориров. патрубка на устье штулка выбрасывается через выкидную линию в сепаратор. Верх. амортизатором шар отбивается от штулки и падает в восходящем потоке газа. Штулка падает за шаром. Процесс повторяется.

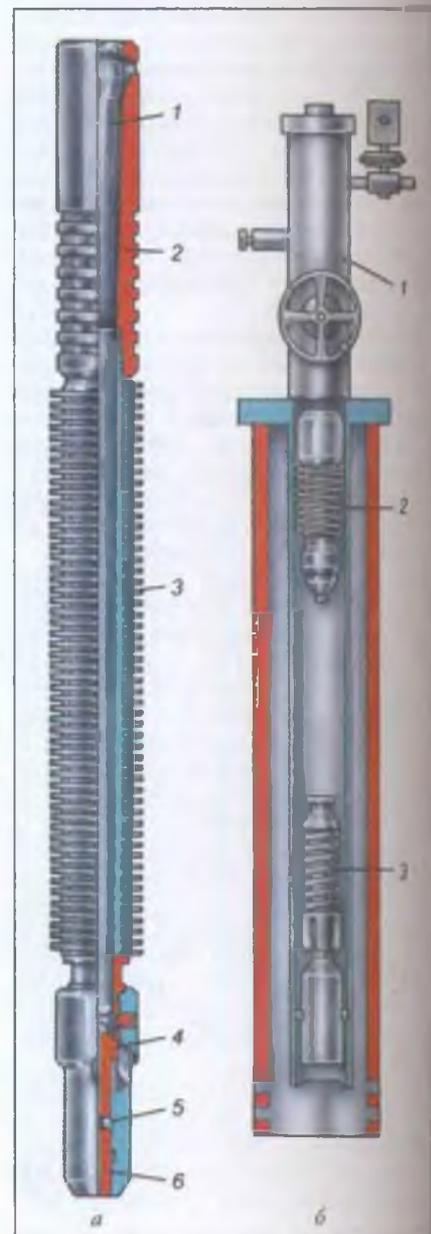
В установках периодич. действия плунжер механич. путем задерживается у башмака труб или на устье скважины на промежуток времени, установленный автоматич. блоком упр-ния.

Для перевода скважины на работу с плунжерным лифтом у низа лифтовой колонны устанавливают стационарные или резиновые трубные ограничители. Самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на к-рый надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего

центр. отверстие. Плунжер типа «летающий клапан» состоит из штулки и шара. Плунжер для скважин с комбиниров. колонной труб состоит из нескольких штулок, но числу ступеней насосно-компрессорных труб.

Арматура наземного оборудования плунжерного лифта включает: катушку для подвески лифтовой колонны, задвижки, тройник и *лубрикатор* с камерой выброса и верх. амортизатором. Катушка неск. отличается от стандартной диаметр ее проходного сечения должен соответствовать диаметру лифтовых труб (для этого ее либо растачивают или вставляют спец. вкладыш).

В качестве центр. и буферной задвижек используются спец. арматурные задвижки. Доработка задвижек заключается в установке цилиндрич. вкладышей на ее концах, спец. ребра в клиновую



Плунжерный лифт: а – устройство плунжера (1 – верхний переключатель; 2 – корпус; 3 – уплотнение; 4 – клапан; 5 – фиксатор клапана; 6 – нижний переключатель); б – схема установки (1 – лубрикатор; 2 – плунжер; 3 – нижний амортизатор).

дуть и ограничительной втулки на шпатель. В клине задвижки прорезается паз для ребра.

Тройник состоит из стандартного корпуса, в к-рый вставлен перфориров. патр. диамтр к-рого внутри равен диаметру литовой колонны. Лубризатор с горелкой предназначен для отвода промывки скважины в выкидную линию. В нем размещается верх. амортизатор. Для равномерного отбора газа лубрикант снабжен кожухом, надетым на перфориров. корпус.

Лит.: Шудятиков В. И., Маловиченко Л. П., Сидорова С. А. и др., Автоматизированные технологии для эффективной эксплуатации скважин, «Газовая промышленность», 2002, № 12. В. И. Шудятиков.

ПОВЕРХНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА (ПАВ) – химич. соединения, способные адсорбироваться на границе раздела фаз (одна из них обычно вода) и снижать поверхностное натяжение. ПАВ имеют асимметричную мол. структуру, в к-рой молекулы характеризуются дифильным строением и содержат лиофильные и лиофобные (обычно гидрофильные полярные группы и гидрофобные радикалы) атомные группы. Гидрофильные группы определяют растворимость ПАВ в воде, гидрофобные (обычно углеводородные) – достаточно высокой мол. массе способны вызвать растворению ПАВ в неполярных средах. С помощью ПАВ можно влиять на энергетич. состояние и структуру межфазной поверхности и через нее регулировать свойства гетерогенных систем.

По характеру диссоциации их можно разделить на: анионные ПАВ (поверхностную активность определяют отрицательные ионы) – соли карбоновых кислот, сульфатов и др.; катионные ПАВ (поверхностную активность определяют положительные ионы) – соли первичных, вторичных и третичных аминов, алкилпиперазинов, гидразонов, гуанидинов, четвертичные аммониевые соединения и др.; неионогенные ПАВ (образуют ионов) – одно- и полиатомные спирты, третичные амины, альдегиды и кетоны, простые и сложные эфиры и др.; амфолитные ПАВ (образуются в водных растворах анионо- или катионоактивные вещества с зависимости от условий) – карбоксибетаны (триалкиламмонийалканойаты), сульфобетаны (триалкиламмонийалкансульфонаты), амфикарбоновые кислоты и их соли, амфифобетаны (триалкиламмонийалкансульфонаты); высокомолекулярные (гелимерные) ПАВ (с повторяющимися в макромолекуле полярными и неполярными звеньями) – полимеры лиофильного строения с анионным, катионным, неионогенным амфолитным характером диссоциации.

Физич. и химич. свойства ПАВ зависят от мол. массы, структуры, характера внутримолекулярного взаимодействия. Мерой поверхностной активности растворимых ПАВ является работа адсорбции и в ряде случаев критич. концентрация мицеллообразования.

ПАВ широко применяются практически во всех отраслях техники: при бурении их добавляют в глинистые *буровые растворы*, используют в качестве *ингибиторов коррозии* промышленного оборудования, при обезвоживании нефти, в виде присадок в смазочных маслах, на транспорте их растворами очищают от загрязнений емкости, детали машин и т. п. Кроме того, ПАВ широко используются в химич. пром-сти, в машиностроении, при произ-ве строительных материалов и в др. отраслях нар. хоз-ва.

Лит.: Поверхностные явления и поверхностно-активные вещества. Справочник (под ред. А. А. Абрамзона, Е. Д. Шукина), Л., 1984.

ПОВДОННЫЙ ТРУБОПРОВОД – трубопровод, укладываемый ниже поверхности воды при пересечении рек, водохранилищ, озер, морских акваторий. К П. т. относят и трубопроводы, прокладываемые в болотах. В зависимости от того, какой водоем пересекают П. т., они получают соответствующее название: речные, болотные, *морские трубопроводы*. П. т., полностью пересекающие водную преграду в составе *магистрального трубопровода*, наз. *переходами* трубопроводов через соответствующую водную преграду (напр., переход трубопровода через Волгу, Камское водохранилище и т. п.).

П. т. находятся в сложных условиях эксплуатации. Помимо *рабочего давления* транспортируемого продукта они нагружены внешним гидростатич. давлением воды, в нек-рых случаях на П. т. воздействуют волны и течения. Глубина укладки (погружения) П. т. относительно поверхности воды достигает 500 и более м, диаметры труб обычно до 1420 мм, рабочее давление в таких трубопроводах 1–10 и более МПа. Трубы для подводных газопроводов и нефтепроводов изготавливают преим. из низколегиров. стали. Толщина стенки труб определяется расчетом в зависимости от величины внутр. давления, характера водной преграды, вида транспортируемого продукта и др. условий.

Большинство построенных П. т. представляют собой конструкцию, включающую трубу, внеш. изоляционное покрытие для защиты от *коррозии* и футеровку, предохраняющую *изоляционное покрытие* от механич. повреждений. Конструкция подводных газопроводов и др. трубопроводов, транспортирующих легкие продукты, включает дополнительно балластировку в виде бетонного (железобетонного) покрытия, отд. железобетонных или чугунных грузов.

Для обеспечения высокой надежности П. т. при транспортировке высокоагрессивных продуктов применяют также конструкция типа «труба в трубе». Внутр. труба предназначена для перекачки транспортируемого продукта, а межтрубное пространство обычно заполняется инертным газом (напр., азотом) или жидкостью. Для *электрохимической защиты* П. т. от коррозии используются цинковые протекторы в виде браслетов или полос.

Укладка П. т. на небольшой глубине обычно осуществляется в подводную

траншею ниже поверхности размыва дна водоема за расчетный период эксплуатации. При прокладке на большой глубине трубопровод укладывается непосредственно на дно водоема. Укладка трубопроводов на меньшую глубину осуществляется погружением с поверхности воды. Участки П. т. могут сооружаться протаскиванием трубопровода, смонтированного на берегу, по дну подводной траншеи.

Сооружение глубоководных трубопроводов осуществляется с помощью спец. *трубоукладочных судов*. На таких судах осуществляется сварка труб и опускание трубопровода по стрингеру на дно моря.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПОВДОННЫЙ ПЕРЕХОД трубопроводный – комплекс сооружений трубопровода через водные преграды. Состоит из трубопровода, отключающей запорной арматуры, берегоукрепительных и противопожарных сооружений, системы автоматики и кабельной линии связи, спец. защитных сооружений от повреждения и информационных знаков ограждения П. п. на судоходных реках и водоемах.

По конструкции П. п. различают: одно-, многониточные и типа «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства бетонным раствором или инертным газом. П. п. строятся под дном водных преград заглубленными с учетом перспективных изменений русел и береговых урезов, одно- или многониточными, в зависимости от ширины водной преграды. Обычно при ширине водных преград 75 м и более предусматривается прокладка резервных ниток. Осн. нитку прокладывают без крутых поворотов и используют для пропуск поршней, разделителей, скребков и разл. дефектоскопов. Макс. диаметр П. п. *магистральных газопроводов* достигает 1420 мм, *нефтепроводов* – 1220 мм.

Проектная отметка верха забалластиров. трубопровода назначается на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инж. изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания стр-ва П. п., но не менее 1 м от естеств. отметок дна водоема.

П. п. строятся, как правило, ниже (по течению) водозаборов, мостов, пристаней, речных вокзалов, гидротехнич. сооружений и пром. предприятий. Сварку секций труб для П. п. и их предварительное испытание внутр. давлением выполняют на берегу, потом последовательно свариваемые секции труб протаскивают на плаву до противоположного берега и укладывают в подготовленную траншею, после чего трубопровод (*дюкер*) испытывают вторично и замывают грунтом. Окончательное испытание выполняется одновременно с испытанием всего участка трубопровода.

П. п. имеет повышенную надежность по сравнению с остальной частью трубопровода, изоляция труб выполняется усиленной, трубы балластируются или бетонируются.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПОДГОТОВКА ГАЗА к дальнейшему транспорту – обработка добываемого природного газа с целью удаления компонентов, затрудняющих транспортировку его по газопроводу. Наличие в газе воды, жидких углеводородов, агрессивных и механич. примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расход *ингибиторов*, усиливает *коррозию* оборудования, приводит к необходимости увеличения мощности *компрессорных станций*, снижает надежность работы технологич. систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и *линейной части* газопроводов.

Термин «П. г.» появился в период становления газовой пром-сти в быв. СССР (за рубежом он не используется, т.к. на промысловых газоперерабатывающих з-дах осуществляется комплексная переработка газа). Первоначально П. г. заключалась в извлечении воды и механич. примесей с использованием процессов сепарации и гликолевой осушки и проводилась на головных сооружениях магистральных газопроводов. Такая обработка газа перед его дальнейшей транспортировкой была достаточной, т.к. разрабатывались м-ния только с высоким содержанием метана (до 97–98%), и газ использовался лишь в виде топлива. При вовлечении в разработку газоконденсатных м-ний появилась необходимость извлечения *газового конденсата*. П. г. стала осуществляться на промысловых газовых сборных пунктах гл. обр. методами *низкотемпературной сепарации*, основанной на однократной конденсации продукции скважин с использованием *ингибиторов гидратообразования*, а также методами *абсорбции* и *адсорбции* с последующей *очисткой* газа от сероводорода. Наибольшей эффективностью и надежностью обладают методы абсорбционной и адсорбционной обработки газа. С сер. 1970-х гг. П. г. постепенно превращается в процесс промысловой переработки продукции скважин. П. г. к дальнейшему транспорту проводится на *установках комплексной подготовки газа*, предназначенных для осушки природных газов, газовых, газо-нефтяных и газоконденсатных м-ний от воды, отделения механич. примесей, жидких углеводородов и очистки от сернистых соединений.

Качество П. г. к дальнейшему транспорту определяется отраслевым стандартом (технич. условиями), где фиксируются *точка росы* по воде и углеводородам для разных климатич. зон и времен года, содержание механич. примесей, H_2S и общей S.

З. Т. Галиуллин, В. В. Девичев.

ПОДГОТОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ к промышленной разработке – проведение комплекса промыслово-геологич., промыслово-геофизич. и геолого-технологич. исследований; предпроектных (прединвестиционных) исследований целесообразности освоения м-ния (технич.-экономич. соображения, технико-экономич. обоснования и др.); пробной эксплуатации разведочных скважин; опытно-пром. эксплуатации залежи или ее

отд. участка; проектных работ по созданию рациональных систем пром. разработки.

К подготовленным к *промышленной разработке* относятся м-ния, *запасы* и *добычные возможности* к-рых, свойства *пластового газа* и содержащихся в нем компонентов, гидрогеологич., геокриологич., экологич. и др. условия изучены с полнотой, достаточной для технико-экономич. обоснования решения о порядке и условиях их вовлечения в пром. освоение.

Перечень, объем и полнота информации для принятия решений определяются Правилами разработки нефтяных и газовых м-ний.

Пробная эксплуатация разведочных скважин осуществляется комплексом работ, проводимых с целью уточнения добычных возможностей скважины, состава и физико-химич. свойств пластовых флюидов, *продуктивности* скважин и др. Необходимость и срок проведения пробной эксплуатации разведочных скважин определяются органами, выдавшими *лицензии*. Она осуществляется по индивидуальным планам и программам, составленным владельцами лицензий и согласованным с органами гос. горн. надзора.

Опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ) м-ний природного газа или отд. его частей (группы скважин) проводится в начале пром. разработки с целью: испытания новых технологий и методов повышения углеводорододатчи пластов; экспериментального обоснования отд. инж. решений, принимаемых в условиях неполной и неточной информации о продуктивности скважин и запасах газа; сокращения затрат на проведение *геолого-разведочных работ* и времени на подготовку м-ния к пром. разработке. Необходимость проведения ОПЭ обосновывается в результате проведения предпроектных (прединвестиционных) технико-экономич. исследований.

Для проведения ОПЭ составляются технологич. схемы, к-рые устанавливают сроки, порядок проведения, реализуемую систему разработки.

При реализации ОПЭ товарная продукция газовых скважин поступает потребителю (для местного потребления или в систему магистрального транспорта).

Лит.: Гриценко А. И., Дмитриевский А. Н., Ермилов О. М. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Вяхириев Р. И., Коротаев Ю. П., Кабанов Н. И., Теория и опыт добычи газа, М., 1998; Вяхириев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

«ПОДЗЕМГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Ведущая рос. научно-исследовательская и проектная организация в области подземного хранения газо- и нефтепродуктов в отложениях каменной соли и других непроницаемых горн. породах, в т.ч. вечномерзлых. Адм. центр – г. Москва. Образова-

но в 1992 на базе подразделения подземного хранения Всес. научно-исследовательского ин-та пром. газиспользования для решения отраслевых научно-технич. проблем, связанных со стр-вом, эксплуатацией и ликвидацией подземных хранилищ газообразных и жидких углеводородов в устойчивых непроницаемых горн. породах.

На нач. 2003 в структуру «П.» входят научно-исследовательские и проектные подразделения, служба подрядных работ. Предприятие имеет научно-производственный филиал «Астраханьподземгазпром» и представительство в Респ. Армения.

Профильными направлениями деятельности н.-и. подразделений «П.» являются: разработка высокоэффективных и экологически безопасных технологий и технич. средств создания и эксплуатации подземных хранилищ газообразных и жидких углеводородов в отложениях каменной соли, вечномерзлых и др. непроницаемых горн. породах (в т.ч. при их использовании в качестве технологич. аппаратов на газоконденсатных м-ниях с высоким содержанием сероводорода); разработка экологически безопасных технологий изоляции и ликвидации подземных резервуаров, созданных подземными ядерными взрывами на *Астраханском месторождении* и *Оренбургском месторождении*; изучение физико-механич. свойств горн. пород и материалов, геомеханич. и геодинамич. процессов, обусловленных разработкой газовых и газоконденсатных м-ний, стр-вом и эксплуатацией *подземных хранилищ* газа, нефти и продуктов их переработки (в т.ч. в пористых структурах); изучение геологич. условий создания подземных хранилищ газо- и нефтепродуктов в отложениях каменной соли, инженерно-геологич. и гидрогеологич. процессов при их стр-ве и эксплуатации; изучение техногенного воздействия на окружающую среду и обеспечение экологич. безопасности при стр-ве и эксплуатации подземных хранилищ различного назначения в отложениях каменной соли.

Предприятие осуществляет: проектирование объектов подземного хранения природного газа, *газового конденсата*, нефти и продуктов их переработки; научно-технич. сопровождение реализации проектов на всех стадиях стр-ва и эксплуатации подземных хранилищ; разработку нормативной документации в области подземного резервуаростроения. Общество является генеральным проектировщиком Волгоградского, Калининградского и Березниковского подземных хранилищ газа, выполняет проектные работы и ведет научно-технич. сопровождение проектов реконструкции Ереванского подземного хранилища газа (Армения) создания подземных хранилищ в рамках генеральной схемы развития «Астраханьгазпрома». В составе междунар. консорциума предприятие участвует в проектировании подземного хранилища газа в Турции.

«П.» является генеральным подрядчиком по выполнению опытно-эксперимен-

тальных изоляционно-ликвидационных работ на экологически опасных объектах подземного хранения, созданных с использованием ядерно-взрывной технологии на Астраханском и Оренбургском м-ниях. Эти работы проводятся впервые и не имеют аналогов в мире.

Основой стратегии деятельности «П.» на ближайшую и длительную перспективу является обеспечение корпоративных интересов ОАО «Газпром» по бесперебойному функционированию *Единой системы газоснабжения* путем создания резервных мощностей по хранению углеводородного сырья и продуктов его переработки, повышения пром. и экологич. безопасности объектов добычи, подземного хранения и транспорта газа.

В. И. Смирнов.

ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОГАЗОДИНАМИКА — наука о движении жидкостей, газов и их смесей в пористых средах (грунтах и горн. породах); раздел гидродинамики. Предмет изучения П. г. — движение природных жидкостей и жидкостей, закачиваемых в пласты, под действием естеств. сил и техногенных факторов. П. г. изучает: движение грунтовых вод, *подземных вод* при разработке м-ний полезных ископаемых; вытеснение нефти водой или выделяющимся из нефти газом при разработке нефтяных м-ний; движение газа в газовых и в угольных пластах; процессы перемещения (миграции) природных флюидов, ведущие к образованию м-ний нефти и газа, и др. Метод П. г. — построение количеств. теоретич. моделей движений внутрипластовых жидкостей и изучение их математич. средствами. Разделы П. г.: осн. понятия теории движения жидкостей в пористых средах; фильтрационные характеристики пористых сред; закон фильтрации однородной жидкости; законы сохранения массы жидкости (уравнение неразрывности); дифференциальные уравнения движения однородных жидкостей в пористой среде; граничные условия и постановка задач П. г.; математич. теория движения несжимаемых жидкостей в пористой среде; напорные и безнапорные течения; движение слабосжимаемых жидкостей в упругодеформируемой среде, теория нестационарных движений при упругом режиме фильтрации; осн. уравнения фильтрации газа; теория нестационарных движений газа; теория движения жидкостей в гетерогенных, в т. ч. трещиновато-пористых средах; теория движения неньютоновских жидкостей; осн. закономерности движения смесей жидкостей в пористой среде; законы сохранения массы фаз; уравнения многофазной фильтрации; теория вытеснения несмешивающихся жидкостей; процессы тепло- и массопереноса при движении жидкостей в пористой среде; физико-химич. П. г. и теория процессов повышения нефтеотдачи; деформации горн. пород при движении в них жидкостей.

Формулировка осн. задач П. г. опирается на общие принципы механики сплошных сред с привлечением соотношений смежных дисциплин — термодинамики, физич. химии, физич. кинетики,

используется математич. аппарат. Для численного решения задач П. г. применяются ЭВМ.

Выделение П. г. в самостоятельную дисциплину связано с введением особого соотношения, связывающего градиент гидравлич. напора со скоростью фильтрации.

Перспективы развития П. г. связаны с дальнейшей разработкой теории совместного течения смешивающихся жидкостей, развитием концепции *фазовых проницаемостей*, совершенствованием описания термодинамич. неравновесных явлений в нефтяных пластах, сочетанием методов П. г. и теории оптимального управления объектами с распределенными параметрами; для газового пласта — с дальнейшим совершенствованием регулирования разработки м-ний при *водонопорном режиме* (с учетом поступления в залежь контурных и подошвенных вод), разработкой м-ний с *аномально высокими пластовыми давлениями* и др. На основе П. г. с использованием ЭВМ разрабатываются модели крупных природных объектов (нефтяное или газовое м-ние, региональная система водообмена) с учетом взаимодействия поверхностных и подземных вод. Осн. направления совр. развития П. г.: анализ реальных сложных объектов; учет в моделях П. г. более тонких физич. эффектов и физико-химич. взаимодействий; микромеханика течений в пористых средах.

Лит.: Лейбензон Л. С., Собр. трудов, т. 2, Подземная гидрогазодинамика, М., 1953; Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПОДЗЕМНАЯ КОРРОЗИЯ магистральных трубопроводов — физико-химич. взаимодействие наружной поверхности стальной стенки трубы с грунтом (грунтовым электролитом), вызывающее коррозионное поражение металла и приводящее к потере трубопроводом присущих ему прочностных и функциональных свойств.

Преждевременный выход из строя отд. участков трубопроводов в результате П. к. наносит огромный материальный ущерб и требует значительных инвестиций в поддержание остаточного ресурса и продление срока безаварийной эксплуатации подземных трубопроводов.

Опыт эксплуатации трубопроводов показал, что, несмотря на меры по защите от *коррозии*, $\frac{1}{3}$ разрывов *магистральных газопроводов* связана с коррозионной наружной стенки трубы.

Таблица 1. Основные показатели, определяющие гетерогенность коррозионной системы металл — покрытие — грунт

Металл	Покрытие	Грунт
продукты коррозии	водостойкость адгезии	дисперсность
катодные осадки	катодное отслаивание	пористость
окалина	влажонасыщение	влажность
закалочные структуры	микронесплошности	солевой состав жидкой фазы
неметаллические включения	сквозные повреждения	газовый состав
дислокации	шатровые пустоты	сезонные подвижки
трещины	зоны нахлеста	уровень грунтовых вод
каверны		
сварные швы		

Подземные магистральные газопроводы эксплуатируются уложенными в траншею ниже уровня промерзания грунта в условиях контакта с грунтом обратной засыпки. Процесс коррозии происходит на границе металл — покрытие — грунт в зоне взаимодействия атмо-, лито-, гидро-, техно- и биосферы. Поэтому степень коррозионной опасности определяется совокупностью изменяющихся во времени химич., физико-химич., микробиологич. и техногенных факторов.

Осн. трудности изучения П. к. магистральных газопроводов связаны с недетерминированностью коррозионной системы металл — покрытие — грунт и высокой гетерогенностью каждого из трех компонентов, определяющих термодинамику и кинетику коррозионных процессов (табл. 1).

Неоднородность коррозионной системы, влияющая на *скорость коррозии* магистральных газопроводов, определяется состоянием металла, покрытия, грунта и их взаимодействием.

Низкоуглеродистые трубные стали (металл) неоднородны по кристаллич. строению. Поверхность стали покрывают окисные слои разл. химич. состава, толщины и плотности. Металлургич. дефекты, участки с механич. повреждениями и др. являются концентраторами поверхностных и внутр. напряжений в металле. Сварочные швы выступают над поверхностью трубы и создают каналы для переноса жидкой фазы под защитным покрытием.

Защитное (изоляционное) покрытие газопроводов не всегда однородно по толщине и надежно по конструкции. Часто наносится на недостаточно хорошо подготовленную поверхность металла, имеет значительные механич. и технологич. повреждения. Размеры, суммарная площадь и места расположения сквозных повреждений по периметру трубопровода, как правило, не известны, близко расположенные дефектные участки трубопровода электрохимически взаимодействуют между собой, особенно в периоды отключения *катодной защиты*. В мелких дефектах и несплошностях изоляции происходит электроосмотич. подсос влаги, а при повышенных защитных потенциалах возможны ускорение катодного отслаивания покрытия, локальное наводороживание стали и др. негативные явления.

Грунт, соприкасающийся с защитным покрытием и металлом трубы, содержит твердую, жидкую и газовую фазы. Грунт оказывает механич. воздействие на защитные покрытия трубопровода, инициируя образование дополнительных повреждений и несплошностей, особенно в периоды усадки и циклич. сезонных подвижек. Грунт не однороден по минералогич. и химич. составу, размеру, форме частиц, их распределению, пористости, проницаемости, наличию кристаллогидратов и коллоидных частиц.

Жидкая фаза в грунтах присутствует в виде связанной, капиллярной и гравитационной воды. На распределение влаги оказывают влияние радиус и открытость пор, состав и концентрация растворенных солей, гидрогеология и уровень грунтовых вод, кол-во осадков и их периодичность, расход влаги по мере высыхания и испарения, вертикальная и горизонтальная структурная неоднородность грунтов.

Наиболее детально разработана теория П. к. металлоконструкций (т. н. гетерогенная теория) как результат электрoхимич. взаимодействия многоэлектродных коррозионных элементов, образующихся на поверхности сооружений вследствие гетерогенности поверхности металла и контактирующего грунта, выступающего в роли специфич. электролита. Согласно этой теории, вся поверхность корродирующего сооружения разделена на катодные и анодные участки, образующие коррозионные элементы. При этом коррозионное повреждение (растворение) металла протекает на анодном участке площадью S_a (см²), а его скорость определяется плотностью анодного тока i_a (А/см²):

$$i_a = I_a / S_a.$$

Коррозионный ток элемента I_a (А) определяется из выражения:

$$I_a = (\varphi_k - \varphi_a) / (R_a + R_k + R_c + R_m),$$

где φ_k и φ_a – электродные потенциалы анодного и катодного участков, В; R_a и R_k – поляризационные сопротивления анодного и катодного участка, Ом; R_c и R_m – внеш. и внутр. сопротивление коррозионной пары, Ом.

При П. к. в общем виде функционируют след. коррозионные элементы: протяженные макропары, возникающие вследствие разл. кислородной проницаемости отд. участков грунта; макропары местной неоднородности грунта, различия глубины залегания конструкции; краевого эффекта; микропары, образование к-рых связано с микроструктурной неоднородностью грунта и самого металла; коррозионные микро- или макропары, связанные с несплошностью окисных слоев на поверхности металла (гл. обр. окалины) или вызываемые контактом разнородных металлов.

Протяженные подземные конструкции (напр., трубопроводы) подвергаются воздействию протяженных коррозионных макропар вследствие неодинаковой кислородной проницаемости грунтов по длине сооружения. Типовые пары дифференциальной аэрации, функционирующие по

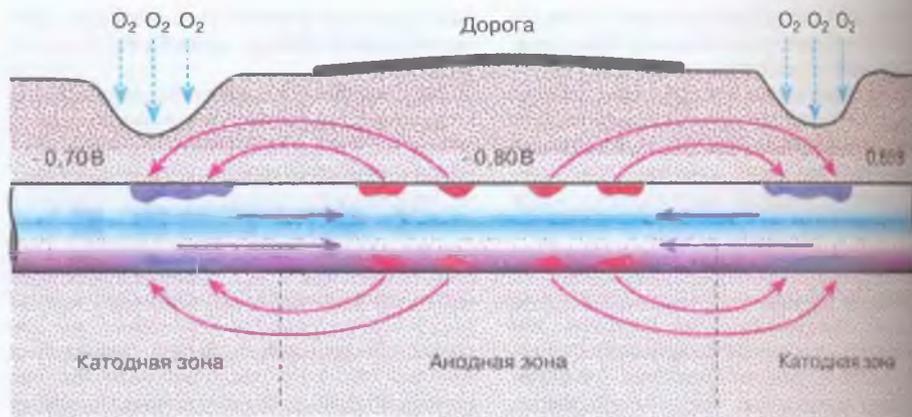


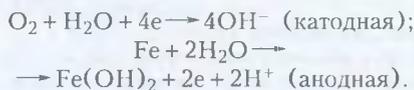
Рис. 1. Типовые пары дифференциальной аэрации по длине трубопровода.

длине подземного трубопровода, показаны на рис. 1. Наибольшая вероятность возникновения опасной язвенной коррозии существует в анодных зонах макропар, примыкающих к границам с катодными участками. Макс. скорость коррозии реализуется на анодных участках, имеющих локальные сквозные повреждения изоляции, площадь к-рых во много раз меньше поверхности катодного участка. Протяженность макропар зависит от электропроводности грунта и обычно составляет десятки или сотни м, в редких случаях она возрастает до 1–2 км.

Особенно опасно попадание плотного грунта (глины, известняка и т. п.) на металл. Поверхность в более мягком и легком (напр., песчаном) грунте. Увеличение однородности грунта обратной засыпки, непосредственно прилегающего к поверхности конструкций, существенно уменьшает вероятность возникновения и ослабляет работу коррозионных пар.

Согласно кинетической, или гомогенной, теории, скорость коррозии определяется скоростью сопряженных электрoхимич. реакций и зависит от наиболее медленной из них.

На стальном трубопроводе, заглубленном в грунт, в основном протекают одновременно как минимум две сопряженные реакции:



Каждой реакции соответствует определенная величина равновесного потенциала. При одноврем. протекании обеих реакций на трубопроводе устанавливается компромиссный потенциал (потенциал коррозии), промежуточный между равновесными потенциалами. Его величина определяется поляризационными характеристиками данного участка поверхности конструкции и стальных подземных газопроводов и находится в пределах от $-0,35$ до $-0,75$ В по медно-сульфатному электроду сравнения (до $-0,80$ В в анаэробных грунтах).

По данным электрoхимич. кинетики, в грунтовых условиях преобладает катодный контроль, т. е. ограничение скорости коррозии стали со стороны катодной реакции. Для большой группы грун-

тов доля анодной поляризуемости сталя не превышает 18–20%.

Процесс зарождения и развития П. к. стальных сооружений определяет комплекс факторов: структура и влажность грунта, условия влагопереноса, концентрация и состав солей в грунтовом электролите, величина рН, электропроводность грунта, уровень грунтовых вод, температура грунта и сооружения, качество защитного покрытия, микробиологич. фон, рельеф, гидрогеология местности и др.

Ср. скорость коррозии стали в грунтах составляет 0,2–0,4, а максимальная – 1–2 мм/год. В слабовлажных грунтах скорость П. к. снижается из-за пассивации стали. С увеличением влажности скорость коррозии постепенно возрастает, причем сама коррозия приобретает неравномерный (язвенный) характер. Максимум П. к. достигает при влажности 12–17%. По мере торможения катодной реакции скорость коррозии понижается вследствие затруднения доставки кислорода, и коррозия становится все более равномерной.

Структура грунта оказывает существенное влияние на скорость коррозии, т. к. от нее зависит скорость переноса кислорода. Общие потери металла больше в песчаных грунтах, а глубина локального проникновения больше в глинистых грунтах.

В большинстве случаев наблюдается значительное уменьшение скорости коррозии во времени. Однако изменение во времени состава грунтового электролита, его рН, влажности, темп-ры и др. факторов могут изменять условия развития коррозионных поражений, в ряде случаев активизируют их рост. Напр., скорость коррозии стали в солончаках может достигать 4–5 в зимний и уменьшаться до 0,7 мм/год – в летний периоды.

Наименьшее коррозионное воздействие на сталь наблюдается при рН электролита от 10 до 12. Наибольшая глубина локальных коррозионных поражений наблюдается в нейтральных или слабощелочных грунтах, содержащих значительное кол-во хлор- и сульфат-ионов. С уменьшением содержания хлоридов и сульфатов глубина коррозионных поражений снижается. Однако функции зависимости между этими показателями и интенсивностью коррозионных поражений

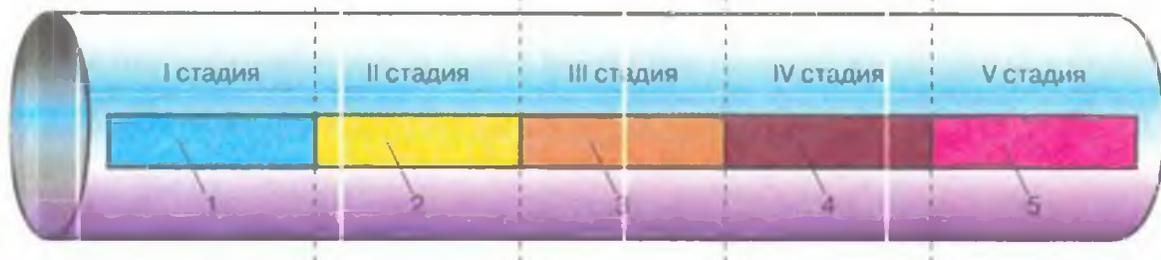


Рис. 2. Схема развития коррозионного процесса газопровода с битумным защитным покрытием на участках сор: 1 – зона периодического увлажнения и высыхания грунтов; 2 – зона растрескивания битумной изоляции; 3 – зона периодического контакта наружной металлической стенки газопровода с минерализованным электролитом; 4 – зона «выноса» частиц битумного покрытия продуктами коррозии в грунт; 5 – зона образования специфической цепочки каверн вдоль образующей в нижней части газопровода.

Таблица 2. Характеристика основных проявлений коррозии на магистральных газопроводах

	Вид коррозии	Характер коррозионных поражений	Максимальное проявление	Влияние и характеристика электрохимической защиты
Коррозия в зонах открытых сквозных дефектов защитного покрытия (тип «А»)	Электрохимическая коррозия	язвы неправильной формы K_{max} до 4 мм/год при $\rho_r < 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	в анодных зонах макропар и низкоомных грунтах	сильное при недозащите по протяженности или во времени: при $E_{пол} > E_{min}$
	Электрокоррозия анодное растворение блуждающими токами	каверны, свищи с гладкими стенками потери до 9 кг·А/год	в анодных и знакопеременных зонах и при сближении с источниками постоянного и переменного тока при $\rho_r < 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	сильное при недозащите по протяженности или во времени: при $E_{пол} > E_{min}$
	Катодное коррозионное (водородное) растрескивание	транскристаллитные трещины	при наличии промоторов водорода в почвенном электролите	сильное при избыточной защите: $E_{пол} < E_{max}$ и $i_k > 1 \text{ мА}/\text{см}^2$
Коррозия в зонах отслаивания пленочной полимерной и битумной изоляции (тип «Б»)	Анодное коррозионное растрескивание	колонии межкристаллитных трещин $K_{max} = 1,0 - 1,5 \text{ мм}/\text{год}$	в продольных трещинах в нижней трети трубы; в плохо аэрируемых грунтах, зонах водотоков и концентраторов напряжений в сталях повышенной прочности $\phi_{ст} = -0,7 - 0,75 \text{ В}$	отсутствует вдали от несплошностей пленочной изоляции; положительное в зонах подщелачивания и диффузии под изоляцию электролита с $\text{pH} = 10 - 12$
	«Подпленочная» коррозия	обширные очаги язвенной коррозии; отдельные каверны с гладкими стенками и плоским дном; смыкающиеся каверны $K_{max} = 1,0 - 1,2 \text{ мм}/\text{год}$	преимущественно в нижней половине трубы в тяжелых засоленных грунтах при наличии сульфатвосстановливающих и других бактерий	незначительное в зонах несплошностей пленочной изоляции; положительное для трубопроводов с битумной изоляцией при $R_{пер} < 10^3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $E_1 > E_{min}$

Примечание: K_{max} – макс. скорость коррозии; ρ_r – уд. электросопротивление грунта; $E_{пол}$ – поляризационный потенциал; E_{min} – миним. защитный потенциал; E_{max} – макс. защитный потенциал; E_T – разность потенциалов «труба-земля»; i_k – плотность катодного тока; $\phi_{ст}$ – стационарный потенциал; pH – концентрация ионов водорода; $R_{пер}$ – переходное сопротивление изоляции.

трубопровода не наблюдается, т.к. на развитие коррозии влияет комплекс различных по воздействию факторов. Наличие адгезионной связи (сцепления) покрытия с металлом тормозит развитие коррозионного процесса. Степень повреждения зависит, с одной стороны, от качества покрытия, а с другой – от коррозионной агрессивности среды. Присутствие на металле окалин тормозит анодную реакцию, но активизирует действие макропар. Активация процесса происходит при адсорбции веществ, разрушающих окисный слой (Cl^- , SO_4^- и др.).

Определяющим фактором коррозии металла под покрытием является степень пассивированности поверхности металла и возможность ее активации. Применение битумных и полимерных покрытий как правило, смещает стационарный потенциал трубопровода в положительную сторону; величина смещения зависит от природы материала, конструкции и толщины нанесения покрытия и может достигать 0,2–0,3 В.

Для большинства газопроводов, эксплуатируемых в слабо агрессивных грунтах, скорость П.к. под изоляцией незначительна. В особо агрессивных условиях возможно образование колоний трещин вследствие коррозионного растрескивания под напряжением, а также развитие биокоррозии, инициированной микробиологич. фактором либо развитием коррозии в режиме переменного увлажнения и высыхания грунта. На рис. 2 показана схема, поясняющая механизм коррозии газопровода с битумной изоляцией на засоленном участке в зоне периодич. смачивания грунтовым электролитом высокой агрессивности.

В анодных зонах действия блуждающих токов при наличии сквозных повреждений в изоляции в стальной стенке трубы образуются специфич. отверстия (каверны), обычно повторяющие форму сквозного дефекта в изоляционном покрытии.

Скорость коррозии стали в зонах сквозных дефектов покрытия зависит от места расположения дефектов на поверхности трубопровода, вида покрытия и агрессивности коррозионной среды.

Под дефектах диам. менее 1 мм возможна пассивация металла вследствие отложения в канале дефекта плотных катодных осадков и продуктов коррозии. При диаметрах св. 3 мм опасность развития коррозии П.к. значительно возрастает.

Распределение коррозионных повреждений по окружности трубы неравномерно. Подавляющая часть каверн приходится на ниж. часть трубопровода. Это связано со значительной более высокой относительной влажностью изоляции снизу трубы в результате пар дифференциальной аэрации по глубине залегания трубопровода.

Средний диам. на магистральные газопроводы большого диам. (до 1420 мм) степень влияния этих факторов в агрессивных грунтах существенно возрастает. Характеристика осн. видов коррозионных повреждений магистральных газопроводов представлена в табл. 2.

Коррозионно-опасные поражения распределяются по длине газопроводов крайне неравномерно и, как правило, имеют локальный характер. Они зарождаются и развиваются в открытых (сквозных) дефектах изоляции (тип «А») и в зонах ее отслоения (тип «Б»), сопряженных с несплошностями покрытия, в частности, в местах некачеств. нанесения пленочной изоляции.

При выборе оптимальных мер борьбы с коррозией газопроводов необходимо учитывать, какая доля повреждений возникает в сквозных дефектах изоляции и какая связана с развитием коррозии под покрытием. В зависимости от соотношения между двумя типами коррозионных поражений определяется потребность в ремонте газопроводов или в реконструкции систем электрохимич. защиты.

В процессе эксплуатации газопроводов широко используются внутритрубные и полевые (электрометрич.) методы коррозионной диагностики и оценки состояния защитного покрытия. По результатам обследований выделяются *коррозионно-опасные участки*, наиболее подверженные П. к., на к-рых применяются усиленные меры защиты и проводится *коррозионный мониторинг*.

Лит.: То м а ш о в Н. Д., Теория коррозии и защиты металлов, М., 1960; Коррозия и защита подземных трубопроводов, М., 1972; И г н а т е н к о В. Э., Маршаков А. И., Мари ч е в В. А. и др., Влияние катодной поляризации на скорость коррозионного растрескивания трубных сталей, «Защита металлов», М., 2000, т. 36, № 2. Н. А. Петров.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА (ПХГ) – комплекс инж.-технич. сооружений и естественных или искусственных емкостей в пористых пластах или горных выработках для резервирования больших объемов газа. Они регулируют подачу газа в соответствии с неравномерностью *газопотребления*.

ПХГ играют значительную роль в *Единой системе газоснабжения* (ЕСГ) России, являясь одним из звеньев в комплексе объектов системы газоснабжения. С помощью ПХГ создается возможность оперативного упр-ния режимом *газотранспортной системы* данного региона, а также связанных с ним др. газотранспортных систем.

ПХГ, как правило, сооружаются вблизи трассы *магистральных газопроводов* и крупных газопотребляющих центров, поэтому позволяют обеспечить оперативное покрытие пиковых расходов газа (напр., в случае внезапных похолоданий).

Использование подземных хранилищ позволяет обеспечить наиболее рациональную структуру потребления газа. Закачка газа в ПХГ в летнее время создает резерв для восполнения повышенного спроса на газ в отопительный сезон на коммунально-бытовые нужды. Наличие подземных хранилищ в ЕСГ обеспечивает надежность не только газоснабжения, но и всего энергообеспечения нар. хоз-ва.

ПХГ создаются в пористых средах, соляных кавернах и горн. выработках (шахтах, искусств. камерах в скальных и

многолетнемерзлых породах). Создание хранилищ в многолетнемерзлых породах находится в стадии опытных работ. При создании ПХГ в соляных кавернах методом выщелачивания на их сооружение не требуется больших объемов буферного газа и достигается высокая суточная производительность.

Наибольшее распространение получили ПХГ, создаваемые в истощенных газовых, нефтяных и газоконденсатных м-ниях и водоносных пластах. Газ через скважины закачивается в истощенный продуктивный пласт или водоносный горизонт, оттесняя из порового пространства воду.

Первые опытные работы по закачке газа в газовые м-ния с целью его хранения были проведены в 1915 в Канаде (м-ние Уэлленд-Каунти). Первое пром. ПХГ в истощенном газовом м-нии Зоар близ г. Буффало создано в США в 1916. ПХГ в водоносных пластах стали создаваться в 1946 (США, штат Кентукки); газохранилище в соляных кавернах создано в США в 1954. В это же время в быв. СССР и странах Зап. Европы начало развиваться подземное хранение газа. Ок. 75% ПХГ создано в истощенных газовых м-ниях, ок. 15% в водоносных пластах и ок. 8% в соляных кавернах; ограниченное число создано в заброшенных угольных шахтах (США, Бельгия) и др.

Первые ПХГ в России созданы в 1954 в истощенных газовых м-ниях в Куйбышевской и Саратовской областях (Елшанское ПХГ). В 1959 вблизи г. Калуга была начата закачка газа в водоносный пласт. Были построены Калужское и Щелковское газохранилища. В 1960-е гг. сооружаются ПХГ в истощенных газовых м-ниях Саратовской обл., Оренбургской обл., Башкирии. В 1963 в пригороде Ленинграда было построено единств. в мире Гатчинское газохранилище в горизонтальном пласте, т.к. проведенные геологич. исследования не выявили структурных ловушек, пригодных для создания в них ПХГ.

В 1970-е гг. с освоением газовых м-ний севера Тюменской обл. происходит резкое увеличение добычи газа, растет его экспорт. Все это требовало ускоренного сооружения ПХГ. В связи с этим были развернуты работы по созданию крупных по запасам активного газа хранилищ. На Сев. Кавказе в двух горизонтах выработанного Северо-Ставропольского м-ния создано подземное хранилище с *актив-*



Рис. 1. Блок подготовки газа на Касимовском ПХГ.

ным объемом газа 20 млрд. м³ и макс. суточным отбором св. 170 млн. м³. В Центр. районе, в 25 км от г. Касимов в водоносной структуре создано Касимовское газохранилище с активным объемом 7,5 млрд. м³ и суточной производительностью в период отбора 73 млн. м³ газа (рис. 1).

На нач. 2003 ОАО «Газпром» имело 23 ПХГ, из них 16 – в истощенных газовых м-ниях и 7 – в водоносных пластах. Осн. показатели действующих ПХГ приведены в табл. 1. Общий объем газа в этих ПХГ составляет 114 млрд. м³, в т.ч. активный объем (включая долгосрочный резерв) – 71 млрд. м³; суточный отбор может достигать 400 млн. м³.

Доля газа, отбираемого из подземных хранилищ в самый холодный месяц года, составляет 15% и более от общего газопотребления. В большинстве хранилищ в сезон практически отбирается весь объем активного газа.

При создании ПХГ широко используется бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Так, на Куцеевском ПХГ используются в осн. горизонтальные скважины, дебит к-рых в 2,5-

Таблица 1. Основные показатели подземных хранилищ газа

Показатели	Миним.	Макс.
Активный объем, млн. м ³	30	20000
Макс. суточная производительность, млн. м ³	0,4	100
Время отбора при макс. производительности, сут	50	180
Число скважин	1	640
Начальное пластовое давление, МПа	3,5	200
Глубина залегания, м	350	3500
Амплитуда ловушки, м	6	1000
Толщина пласта, м	5	450
Режим эксплуатации залежи	газовый	водонапорный
Тип коллектора	поровый	трещиновато-поровый

3 раза выше по сравнению с обычными вертикальными скважинами. Проводится бурение скважин большого диаметра с лифтовой колонной 114 и 168 мм (Совхозное ПХГ – ср. рабочий дебит скважины св. 1 млн. м³/сут; Касимовское ПХГ – дебиты 1 млн. м³/сут). Успешно решается проблема стр-ва скважин при *аномально низких пластовых давлениях*.

По режиму работы различают базисные (сезонные) и пиковые ПХГ. Базисное ПХГ обеспечивает покрытие сезонной неравномерности газоотребления. Расчетное число дней работы хранилища равно длительности отопительного сезона.

Пиковое ПХГ обеспечивает дополнительную подачу газа в зимний период в моменты повышения спроса на газ (напр., Калужское ПХГ, Елшано-Курдомское ПХГ в тульском горизонте). Расчетное число дней работы 30–40 сут. Хранилища, создаваемые в соляных кавернах, обычно служат в качестве пиковых.

По назначению в системе газоснабжения выделяются хранилища общесистемные, районные и локальные. Общесистемные ПХГ призваны регулировать неравномерность и надежность потребления ЕСГ, районные хранилища выполняют эту функцию в пределах одного или нескольких экономич. районов, локальные хранилища обеспечивают надежность газоснабжения потребителей газа, к-рые не влияют на ЕСГ.

Технологические показатели ПХГ. К осн. показателям относятся активный объем газа; *буферный объем газа*; макс. суточная производительность; расчетное число дней работы хранилища при отборе; производительность хранилища при закачке; тип хранилища; глубина залегания пласта-коллектора; толщина пласта; амплитуда ловушки; *режим работы* газовой залежи; число эксплуатационных скважин; ср. дебит скважины при отборе; макс. пластовое давление при закачке; миним. давление в пласте при отборе; мощность компрессорной станции; число сборных пунктов; ср. водный фактор при отборе газа.

Суточная производительность ПХГ (суточный отбор) – один из важнейших показателей ПХГ. Однако он не постоянен во времени для подавляющего большинства хранилищ. По мере отбора газа давление в хранилище падает, и суточная производительность уменьшается. Обычно в качестве этой величины принимается производительность хранилища на кон. декабря – нач. января при заданных условиях отбора газа из ПХГ, заданном обустройстве хранилища, в т.ч. при заданном числе эксплуатационных скважин. Для прогнозирования работы в предстоящий сезон отбора показательным является индикаторная характеристика хранилища на отбор, представляющая собой зависимость максимально возможного суточного отбора от кол-ва газа, находящегося в ПХГ (или от объема отбора газа за сезон). Эта зависимость не является однозначной и в определенной степени зависит от характера отбора газа. По т.к. реальный характер отбора газа

существенно не отличается от предполагаемого, то индикаторная характеристика является относительно достоверным средством прогнозирования работы хранилища.

Расчетное число дней работы хранилища получается делением величины активного объема газа на макс. суточную производительность хранилища на отбор. В связи с этим этот показатель является зависимым.

Максимальная суточная производительность хранилища на закачку – величина объема газа, к-рый может быть закачан в пласт при заданном обустройстве хранилища. Как и величина макс. суточного отбора газа из хранилища при закачке, макс. суточная производительность со временем изменяется. При увеличении объема газа в пласте и повышении в нем *пластового давления* производительность закачки уменьшается. В хранилищах, создаваемых в водоносных пластах, со временем по мере отеснения пластовой воды производительность на закачку возрастает.

Организация работ по созданию ПХГ. Первоначально составляется технико-экономический доклад (ТЭД), в к-ром рассматриваются совр. и перспективные условия газоснабжения, особенности потребления газа, анализируются возможности газотранспортной системы по регулированию сезонной неравномерности, рассматриваются существующие способы этого регулирования, в т.ч. возможности использования существующих хранилищ газа, рассчитываются затраты на сооружение ПХГ, определяется норма рентабельности.

При создании хранилища в водоносном пласте возникает необходимость проведения геолого-разведочных работ. В нек-рых случаях такие работы могут быть проведены ранее. При создании хранилища в истощенном (или разрабатываемом) м-нии проводится анализ разработки этого м-ния и составляется технологич. схема создания и эксплуатации хранилища.

Работы по созданию ПХГ регламентируются правилами, утверждаемыми ОАО «Газпром», и согласуются с Госгортехнадзором.

Практич. работы по созданию ПХГ начинаются с разработки технологической схемы. Если исходных геологич. и технологич. данных для ее составления недостаточно, составляется технологич.

схема опытно-пром. работ по созданию ПХГ.

Технологич. схема включает: обоснование необходимости создания ПХГ (анализ условий газоснабжения и альтернативные методы обеспечения его надежности); анализ геологич. данных (выбор пласта-коллектора, его емкостные и фильтрационные показатели, структурные построения, гидрогеологич. условия, вышележающие горн. породы с т. зр. возможности и необходимости контроля за возможным газонасыщением); пригодность выбранного объекта для создания ПХГ и максимально возможные величины активного объема; анализ существующего фонда скважин и промышленных сооружений (для истощенных м-ний) с т. зр. возможности использования и технич. состояния; обоснование основных технологич. показателей хранилища; оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат по укрупненным показателям; расчет рентабельности предприятия и рекомендации по повышению технико-экономич. эффективности.

Осн. затраты на создание ПХГ (табл. 2) приходится на бурение и обвязку скважин, буферный газ, *компрессорную станцию* (кол-во и тип компрессорных агрегатов), систему подготовки газа (осушка газа, пункты замера газа, ингибирование и др.), сборные пункты, шлейфы и соединительные газопроводы, вспомогательные объекты (электро-, водо- и тепло-снабжение, связь и пр.).

Капитальные затраты на создание ПХГ существенно зависят от геолого-технич. условий. Как правило, уд. капитальные вложения (капитальные вложения, приходящиеся на единицу объема активного газа в ПХГ или на единицу производительности хранилища при отборе) при создании крупных ПХГ существенно ниже затрат на создание мелких. По 1-му показателю наиболее капиталоемкими являются хранилища в соляных кавернах (уд. капитальные вложения в 2 раза и более выше, чем затраты на создание хранилищ в истощенных м-ниях и водоносных пластах), по 2-му виду затрат они более предпочтительны (затраты примерно в 5 раз меньше затрат на создание хранилищ в пористых средах).

ПХГ обеспечивают подачу газа потребителю в зимний период. Сопоставление затрат на создание ПХГ и альтернативного варианта подачи газа (сооружение дополнительного газопровода соответствующей

Таблица 2. Статьи затрат капитальных вложений в создание ПХГ (в %)

Показатели	1991	1998
Бурение скважин	10–30	10–30
Буферный газ	25	10
Обустройство, в т.ч.:	45–55	60–70
компрессорные станции	10	15
подготовка газа	3–10	4–15
газораспределительные пункты, шлейфы, газопроводы	8–30	13–40
объекты вспомогательного назначения	3–10	4–15
Прочие	10	10

щей суточной производительности и увеличение добычных возможностей газодоб. предприятия) показывает, что затраты на создание дополнительных мощностей для добычи и транспорта газа в 5–10 раз выше затрат в ПХГ.

При существующей системе газоснабжения ПХГ позволяют увеличить объем реализации газа и соответственно повысить прибыль предприятия. При расчетах за газ учитываются объем проданного газа и заявленная макс. суточная подача газа. При таком расчете эффективность ПХГ возрастает, особенно пиковых хранилищ.

Технологич. схема разрабатывается н.-и. организацией, рассматривается комиссией ОАО «Газпром» и после утверждения его рук-вом.

После утверждения технологич. схемы составляется проект обустройства хранилища, в к-ром должны быть предусмотрены все сооружения, необходимые для функционирования газохранилища, уточнены объемы и стоимость всех работ, составлены сводные технико-экономич. и др. показатели.

При создании ПХГ в водоносных пластах проводят *поиски и разведку* объектов, пригодных для подземного хранения. Осн. цель этих работ – выявление благоприятной ловушки и установление ее параметров, необходимых для проектирования хранилища.

Для составления технологич. режимов эксплуатации и разработки АСУ строятся математич. модели хранилища (рис. 2), к-рые можно разделить на 0-, 1-, 2- и 3-мерные. Нульмерные (балансовые) модели исходят из предположения, что давление в газовой части пласта не зависит от координаты и является только функцией времени. При этом имеется определенная связь между притоком воды в газовую залежь и давлением в газовой части пласта. В нек-рых случаях выделяют в пласте две зоны – размещения эксплуатационных скважин и внешняя газонасыщенная. Такие модели относительно просты. Они удовлетворительно соотносятся с имеющимися данными создания и эксплуатации хранилища и при расчете интегральных показателей (объемы закачки, отбора, изменение давления) позволяют уверенно прогнозировать

процессы. Однако для расчета более детальных показателей процесса (влияние темпа закачки и отбора газа на технологич. показатели, определение *депресссионной воронки* и *репресссионной воронки*, условий работы отд. скважины и т. п.) требуется применение многомерных моделей. Наибольшее распространение получили двухмерные двухфазные модели.

Контроль (мониторинг) за процессом создания и эксплуатацией ПХГ. Регламентируется правилами и может быть: промысловый, геофизический, геохимический и гидрогазодинамический. Кроме того, для решения нек-рых вопросов могут применяться спец. методы контроля.

Промысловые методы контроля включают замеры: дебитов и давления, объема выносимой пластовой воды, а также контроль за выносом породы (по эксплуатационным скважинам); уровней пластовых вод (во всех категориях скважин). Эти замеры могут осуществляться на поверхности и глубинными приборами. Периодичность замеров и требования к точности определяются соответствующими регламентами контроля за эксплуатацией хранилища.

Геофизические исследования проводятся (во всех категориях скважин) с целью: контроля за формированием газовой залежи, технологич. параметрами эксплуатационных скважин, технич. состоянием скважин; оценки эффективности капитальных ремонтов; поисков вторичных скоплений и возможных путей *перетоков* газа.

В основе интерпретации результатов контроля геофизич. методами лежит сравнительный анализ временных исследований. Здесь особо важное значение приобретает получение достоверных фоновых характеристик изучаемого объекта. Осн. объем геофизич. исследований приходится на конец периодов закачки и отбора газа и на нейтральный период (время между периодами закачки и отбора). Выбор оптимальных сроков и условий проведения работ (для каждого ПХГ индивидуально) определяется в процессе эксплуатации, когда анализируются данные работы ПХГ и оцениваются общие тенденции формирования газовой залежи, положение контуров *газоводяного контакта* и интенсивность сопутствующих процессов.

Гидрогеохимические исследования обычно проводятся на газохранилищах 2 раза в год: в периоды макс. и миним. давлений. Осн. объекты гидрогеохимич. исследований подземных вод при поисках утечек газа на ПХГ – все вскрытые контрольными скважинами горизонты. При необходимости эти исследования проводят на естеств. и искусств. выходах подземных вод на дневную поверхность (реки, пруды, колодцы). Для получения представительных результатов гидрогеохимич. исследований большое значение имеет подготовка наблюдательных и контрольных скважин.

Отбор проб – наиболее важный этап исследований, поэтому для повышения их достоверности отбирается не менее 3 проб. Отборы проб воды и водоразство-

ренного газа производятся с помощью спец. приборов и сопровождаются обязательным замером темп-ры воды, из к-рой выделяется газ, воздуха и барометрич. давления.

Гидрогеохимич. исследования, выполняющие роль высокочувствительного индикатора газонасыщенности водоносных горизонтов на всех стадиях эксплуатации ПХГ, несут предупредительную информацию о возможности формирования вторичных скоплений газа в разрезе и уходе газа по пласту-коллектору за пределы структурной ловушки. Источники и пути перетоков газа устанавливают по результатам комплексного рассмотрения данных гидрогеохимич. контроля с материалами др. методов наблюдений.

Газодинамические исследования – один из важнейших методов контроля за работой пласта и скважин ПХГ. На их основе определяются *фильтрационно емкостные свойства* пласта, прдуктивные характеристики скважины, устанавливаются ограничения, накладываемые на их производительность. На основе газодинамич. исследований определяется оптим. режим работы скважины. Периодически проводимые исследования позволяют заблаговременно выявить изменения продуктивных характеристик скважины и установить их причину, избежать условий, приводящих к разрушению *призабойной зоны* пласта и подтягиванию конусов пластовой воды, определять целесообразность проведения работ по *интенсификации притока* и т. д.

Существенно расширяет возможности и повышает информативность газодинамич. исследований внедрение в практику эксплуатации хранилищ АСУ т.н. контрольно-диагностич. комплексов. Использование для контроля совр. автоматизиров. высокоточных измерительных систем позволяет отслеживать изменение объемов газа в залежи на ранних стадиях, возможные перетоки газа в контрольные горизонты и устанавливать место перетока.

С. Н. Бузито

ПОДЗЕМНОЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ газовой скважины – подземные приустьевые и забойные устройства, размещенные на насосно-компрессорных трубах в определенной последовательности и обеспечивающие устойчивую эксплуатацию скважины в заданном режиме. Обеспечивает проведение всех технологич. операций в процессе эксплуатации, остановку скважины с перекрытием ее ствола без глушения в случае нарушения режима работы скважины, разгерметизации устья. Предназначено также для герметизации межтрубного пространства скважины между *насосно-компрессорными трубами* (НКТ) и эксплуатационной колонной. В разл. исполнениях оно может обеспечить одновременно разделную эксплуатацию скважины с добычей газа из двух или более пластов в одной скважине в заданном для каждого пласта режиме. С применением этого оборудования одновременно обеспечивается безопасное бурение, эксплуатация и проведение ремонтных работ в со-

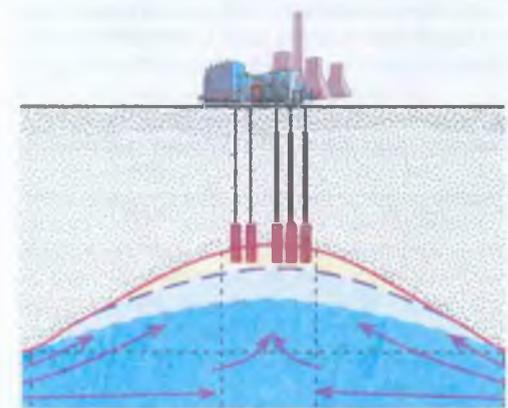


Рис. 2. Пластовая модель подземного хранилища газа.

седных скважинах, расположенных на одном кусте или морском основании.

В нач. 1970-х гг. ввод в эксплуатацию вновь открытых газовых м-ний, характеризующихся коррозионно-активным газом, повышенными пластовыми давлениями и температурами, сложными географич. условиями и т.п., потребовал создания и внедрения этого оборудования. К 1998 таким оборудованием была оснащена значительная часть действующего фонда газовых скважин.

П.э.о. классифицируется по компоновочным схемам, отличающимся составом и последовательностью размещения скважинного оборудования, а также по типоразмерам применяемого оборудования.

Возможные конструкции и типы осн. элементов комплекса приводятся ниже.

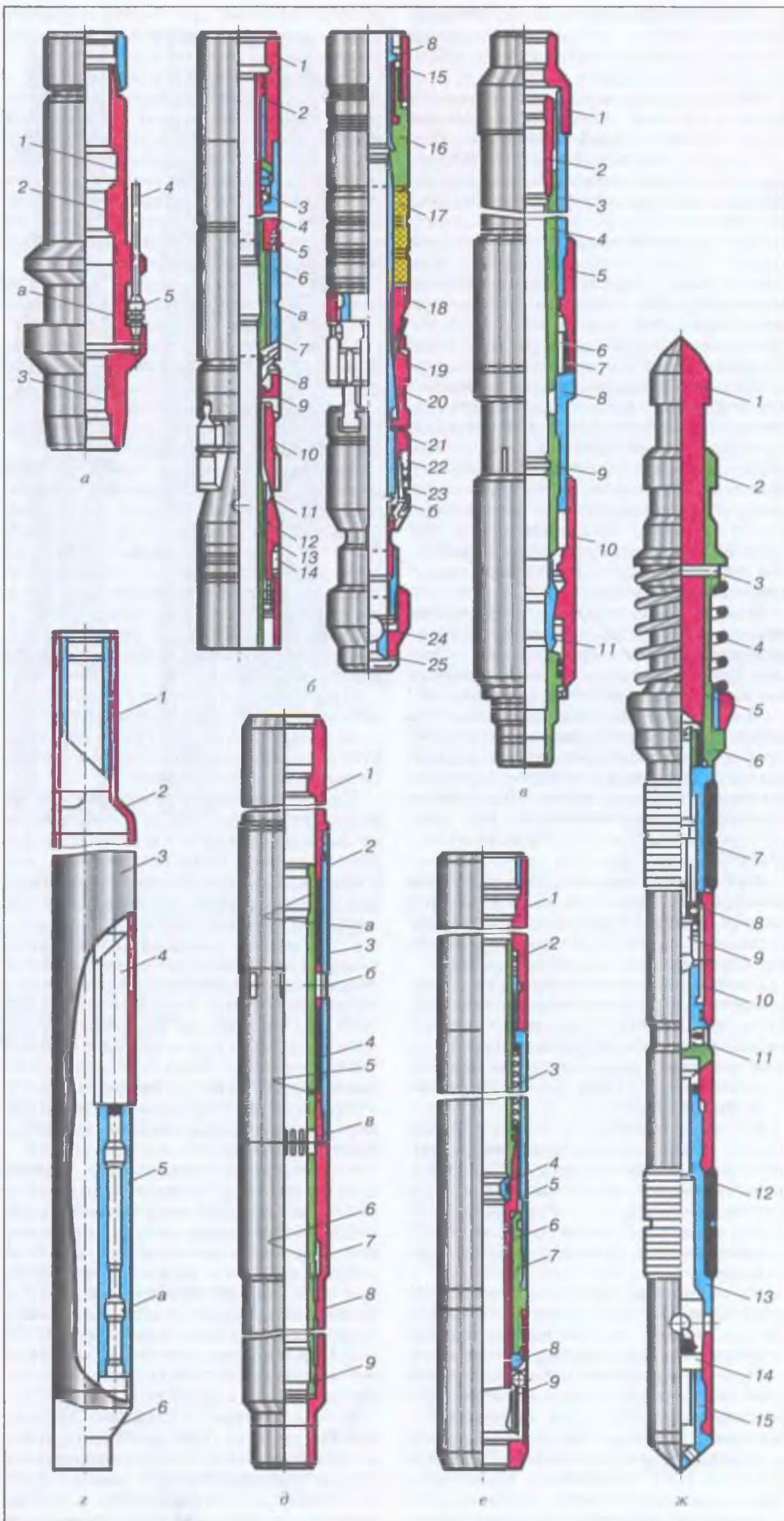
Посадочный ниппель предназначен для установки и фиксации в нем клапана-отсекателя с замком с приемным клапаном.

Посадочный ниппель (рис. 1, а) служит для посадки клапанов-отсекателей с замками и спускается в скважину в составе скважинного оборудования с колонной НКТ вместе с трубками упр-ния. Цанга замка фиксируется в канавке (1). Уплотнения в расточках (2) и (3) герметизируют камеру (а), в которую через трубку упр-ния подается рабочий агент для открытия клапана.

Эксплуатационный пакер (разобщитель) - устройство, изолирующее пространство между НКТ и эксплуатационной колонной над продуктивным горизонтом (рис. 1, б). Имеет разл. конструкции. Пакер одного из типов состоит из верх. и ниж. заякоривающих устройств, гидродиллиндров, уплотнительных и фиксирующих устройств.

Посадка пакера производится путем подачи жидкости под давлением в колон-

Рис. 1. Подземное эксплуатационное оборудование: а - посадочный ниппель (1 - канавка под цангу; 2, 3 и 5 - расточки под уплотнения; 4 - трубка; а - камера); б - эксплуатационный пакер (1 - головка; 2 - шток; 3 - штифт; 4, 5, 8, 15, 22, 25 - срезной винт; 6 - цилиндр; 7, 20 - верхний и нижний стволы; 9, 21 - верхний и нижний плашкодержатели; 10, 19 - верхняя и нижняя пластины; 11 - втулка; 12 - срезной штифт; 13, 18 - верхний и нижний конусы; 14 - корпус; 16 - муфта; 17 - уплотнительная манжета; 23 - поршень; 24 - седло; а - отверстие; б - полость; в - разъединитель колонн (1 - переводник; 2 - шток; 3 - корпус; 4 - ствол; 5 - цилиндр; 6 - колыца; 7 - уплотнительные манжеты; 8 - цанга; 9 - центратор; 10 - кожух; 11 - наконечник); г - скважинная камера (1 - втулка; 2, 6 - наконечник; 3 - корпус; 4 - направляющая; 5 - карман; а - отверстие); д - циркуляционный клапан (1 - корпус; 2 - гильза; 3, 4 - уплотнение; 5 - уравнительное отверстие; 6, 8, 9 - канавка под фиксатор; 7 - фиксатор; а - шейка гильзы; б, в - переусное отверстие соответственно корпуса и гильзы); е - клапан-отсекатель (1 - головка; 2 - шток; 3 - пружина; 4 - дроссель; 5 - кожух; 6 - толкатель; 7 - корпус; 8 - седло; 9 - хлонушка); ж - ингибиторный клапан (1 - шток; 2 - втулка; 3 - штифт; 4, 8 - пружина; 5 - фиксатор; 6 - корпус; 7, 12 - манжета; 9 - шток клапана; 10 - седло; 11 - дроссель; 13 - корпус обратного клапана; 14 - обратный клапан; 15 - наконечник).



ну НКТ, на к-рых спущен пакер. Предварительно проход пакера перекрывается приемным клапаном или шариком, сбрасываемым на седло.

Жидкость под давлением, попадая в полость (б) ниж. цилиндра, перемещает вверх поршень, к-рый через ниж. плашкодержатель заставляет плашки (19) смещаться на ниж. конус и, раздвигаясь радиально, заякориваться в эксплуатационной колонне.

При возрастании давления срезаются винты (4), и шток, перемещаясь вниз вместе с верх. стволом, сжимает манжеты между муфтой и ниж. конусом. Одновременно шлицы (3), перемещаясь по насечкам штока при движении его вниз, предотвращают его возврат. При дальнейшем увеличении давления жидкость через отверстие (а) попадает в верх. цилиндр. Происходит срезание винтов (5), и цилиндр перемещает верхние плашкодержатель и плашки вниз. Плашки, смещаясь на верх. конус, раздвигаются радиально и заякориваются в эксплуатационной колонне. При этом винты (8) срезаются, и плашкодержатель освобождается от цилиндра и фиксируется шлицами на верх. стволе.

Ниж. и верх. плашки в заякоренном положении будут препятствовать перемещению пакера как вверх, так и вниз. Проход пакера открывается после срезания винта (25) и выпадения седла с шариком.

При посадке пакера с приемным клапаном последний извлекается из посадочного ниппеля инструментами тросовой техники, освобождая проход пакера. Освобождение пакера производится после предварительного отворота его верх. части в резьбе муфты (16) и срезания винтов (15).

При подъеме колонны труб срезаются штифты, и верх. ствол, перемещаясь вверх, доводит втулку до верх. плашкодержателя, к-рый стягивает верхние плашки с конуса, освобождая их.

После того как бурт верх. ствола упрется в корпус, движение корпуса и муфты вверх освободит манжеты. Одновременно ниж. ствол, поднимаясь, своим буртом вытолкнет ниж. корпус из плашек, освобождая их. Пакер извлекают вместе с колонной НКТ.

Разъединитель колонны предназначен для отсоединения и последующего соединения колонны НКТ с пакером. Одновременно он выполняет роль телескопич. соединения с целью компенсации изменения длины колонны НКТ, возникающего в процессе эксплуатации скважины.

Разъединитель (рис. 1, в) состоит из переводника, штока, корпуса, ствола, цилиндра, кольца, уплотнительных манжет, цанги, центриатора, кожуха, наконечника.

При отсоединении разъединителя без извлечения пакера с целью изоляции продуктивного пласта от верх. части эксплуатационной колонны над пакером в шток устанавливается глухая пробка. Подъемом колонны НКТ извлекаемая часть разъединителя поднимается, и производится замена цанги на башмак повторного ввода,

предназначенный для принудительного ориентирования извлекаемой части при повторном соединении разъединителя.

Извлекаемая часть разъединителя с башмаком повторного ввода спускается в скважину до соединения с оставляемой частью, и затем колонна поднимается на 0,5 м. При этом разъединитель колонны обеспечивает изоляцию межтрубного пространства от пласта и выполняет роль телескопич. соединения, компенсирующего изменение длины колонны НКТ от воздействия скважинной среды.

После извлечения глухой пробки из штока разъединителя колонны начинается эксплуатация скважины.

Оставляемая часть разъединителя колонны и пакер извлекаются с помощью инструмента для извлечения пакера.

Скважинные камеры (рис. 1, г) предназначены для посадки в них ингибиторных клапанов и пробок.

Камера представляет собой сварную конструкцию из наконечников, направляющей, корпуса и кармана. Корпус изготовлен из овальных или круглых труб. Карман расположен эксцентрично, что обеспечивает постоянное проходное отверстие камеры и подъемных труб. Втулка с пазом служит для защелки отклонителя, применяемого в наборе инструментов для посадки клапанов и пробок в карман камеры.

Ингибиторные клапаны (рис. 1, ж) служат для подачи ингибиторов разного назначения из затрубного пространства в полость подъемных труб в процессе эксплуатации скважины.

Клапан фиксируется в кармане при помощи цанги, к-рая входит в спец. расточку кармана камеры и разжимается в нем буртом корпуса обратного клапана, входящим в цангу при посадке. Освобождение клапана производится канатной техникой после среза штифта.

С помощью циркуляционных клапанов (рис. 1, д) осуществляется сообщение и разобщение затрубного пространства с внутр. полостью подъемных труб при проведении различных технологич. операций при освоении и эксплуатации скважины. Клапан устанавливают над пакером или разъединителем колонны, что обеспечивает прямую или обратную циркуляцию жидкости при освоении, промывке пробок и т. п.

Клапан состоит из корпуса и скользящей гильзы. Корпус имеет перепускные отверстия (б). Два уплотнения герметизируют перепускные отверстия и гильзу при закрытом положении клапана. Клапан открывается и закрывается толкателем при помощи канатной техники и фиксируется в этих положениях фиксатором соответственно в канавках (9) и (6). При открытом положении перепускные отверстия (в) гильзы совпадают с отверстиями (б) в корпусе.

Клапан спускают в скважину в закрытом положении. При наличии перепада давлений в затрубном пространстве и внутри труб при помощи клапана можно осуществить выравнивание давления, к-рое происходит при совпадении отвер-

стий (в) в гильзе с отверстиями (б) в корпусе. Перемещение гильзы в это положение осуществляется фиксирующим инструментом. Последний при помощи набора инструментов канатной техники вводится в шейку гильзы и зацепляется с ней. Ударами ясса вверх гильза перемещается в ср. положение и фиксируется фиксатором в канавке, а фиксирующий инструмент освобождается и извлекается.

Съемные клапан-отсекатель и обратный клапан автоматически перекрывают проход подъемных труб фонтанирующих газовых скважин при увеличении дебита скважины выше заданного предела.

Клапан-отсекатель (рис. 1, е) состоит из головки, кожуха, толкателя, седла, корпуса, хлопушки, штока, дросселя и пружины. Клапан-отсекатель в открытом виде с замком спускается в скважину и устанавливается в посадочном ниппеле спускным инструментом для спуска при помощи канатной техники. В клапане-отсекателе между толкателем и штоком устанавливается сменный дроссель, внутр. диаметр к-рого зависит от заданного дебита скважины. В исходном состоянии клапан находится в открытом положении, а закрывается при увеличении дебита скважины на 25–40% свыше заданного.

Обратный клапан имеет аналогичную конструкцию и технич. характеристику, но в исходном состоянии находится в закрытом положении. При нагнетании газа в скважину хлопушка клапана открывается и происходит процесс нагнетания газа в горизонт. При разгерметизации устья скважины (в аварийных ситуациях) клапан закрывается.

Замки фиксируют клапаны-отсекатели в посадочных ниппелях, а также глухие пробки в разъединителях колонны.

Замок (рис. 2, а) состоит из ловильной муфты, срезных винтов, захвата, втулки, цанги, пружины, уплотнителя и корпуса. Замок с клапаном-отсекателем спускается в скважину инструментом для спуска с кувалдой при помощи канатной техники. Инструмент для спуска устанавливается внутри ловильной шейки замка на захватах, к-рые фиксируются втулкой и срезными винтами. При этом кувалда отжимает втулку, что позволяет первым цанги замка сжаться при проходе в посадочный ниппель.

Замок может быть освобожден от инструмента для спуска только после фиксации цанги замка в посадочной канавке ниппеля. В этом положении бурт втулки замка упирается в бурт посадочного ниппеля. Это позволяет при помощи ударов ясса срезать винты, после чего захваты попадают в расточку втулки и освобождают инструмент для спуска.

Извлечение клапана-отсекателя с замком производится подъемным инструментом с вилкой при помощи канатной техники. Подъемный инструмент входит в ловильную головку замка и фиксируется в ней при помощи цанги инструмента. Одновременно вилка инструмента отжимает втулку замка и освобождает цангу

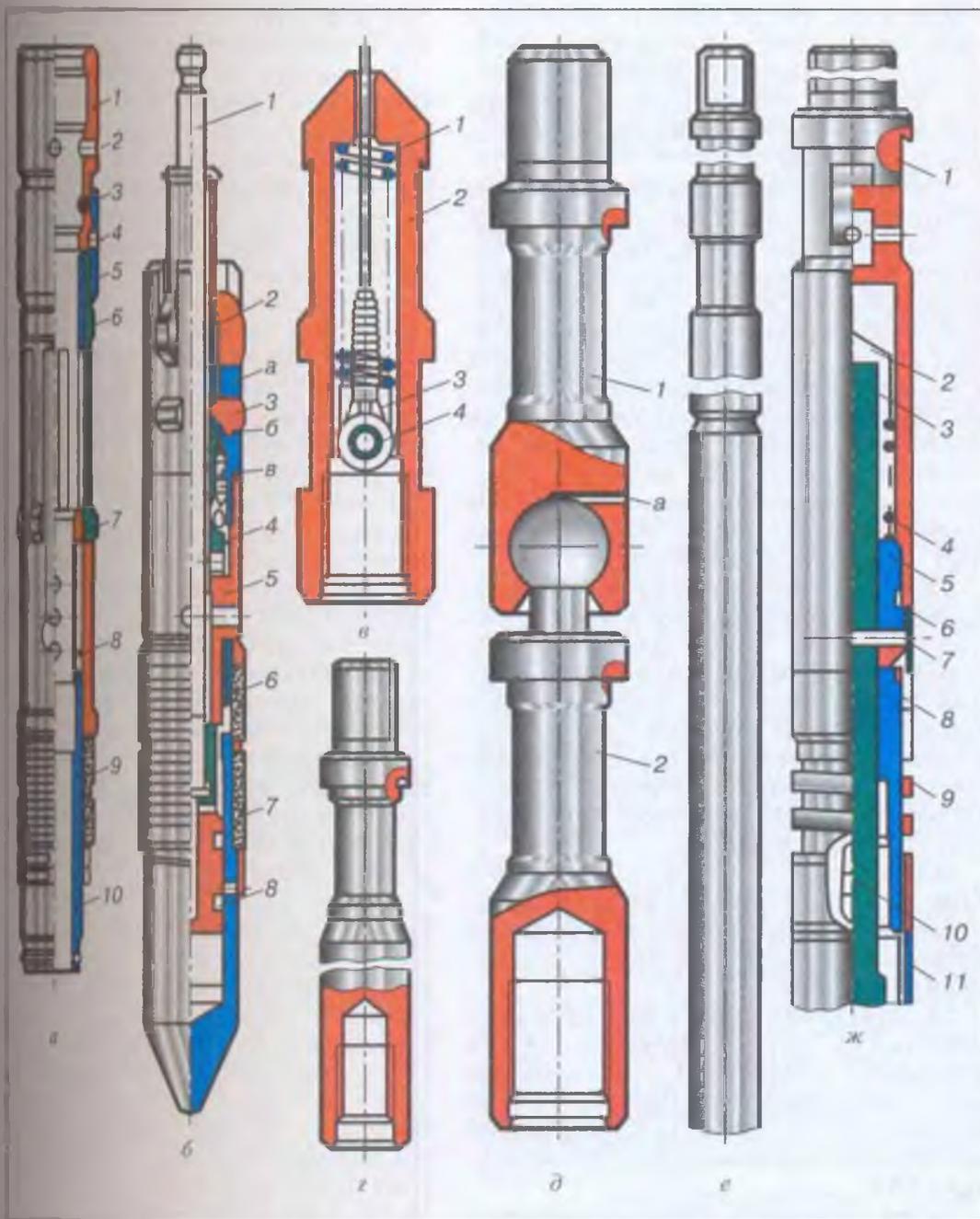


Рис. 2. Подземное эксплуатационное оборудование: а – замок (1 – ловильная муфта; 2, 4 – срезной винт; 3 – захват; 5, 7 – втулка; 6 – цапга; 8 – пружина; 9 – уплотнение; 10 – корпус); б – пробка (1 – пистолет; 2 – упор; 3 – захват; 4 – гильза; 5 – корпус; 6 – уплотнение; 7 – поршень; 8 – наконечник; а – канавка; б – выступ гильзы; в – выточка гильзы); в – устройство для закрепления проволоки (1 – пружина; 2 – корпус; 3 – втулка; 4 – ролик); г – грузовая штанга; д – шарнир (1 – головка; 2 – муфта; а – отверстие); е – механический ясс; ж – цапговый инструмент (1 – головка; 2 – колпачок; 3 – сердечник; 4, 9 – пружина; 5 – переводник; 6 – крышка; 7 – штифт; 8 – корпус; 10 – ограничитель; 11 – цапга).

ямка. После этого ударами ясса замок с клапаном-отсекателем извлекается.

Съемные пробки перекрывают канал НКТ при ремонте и профилактике скважинного оборудования нефтяных и газовых скважин. Пробка устанавливается в оставляемой части разъединителей колонны и фиксируется в ней самостоятельно без применения замков. Спуск и посадка пробки производится посадочным инструментом при помощи инструментов тросовой техники.

Пробка (рис. 2, б) состоит из корпуса, соединенного с наконечником, уплотнения штока гильзы и поршня. Поршень с уплотнительными кольцами перекрывает перепускное отверстие наконечника как клапан для выравнивания давления над и под пробкой при ее установке и извлечении.

Головка штока служит для соединения пробки с посадочным инструментом. На

штоке установлена гильза с выступами (б) и канавками (а) для захватов, установленных в окнах корпуса.

При достижении места посадки пробки ударами вниз открывается перепускной клапан, перемещается гильза, захваты попадают в канавку (а) и утопают в окнах корпуса. Благодаря этому пробка свободно проходит через сужения. Как только пробка сядет на упор, ударами вверх гильза поднимается и захваты расходятся радиально, попадая на выступ (б) гильзы. Происходит фиксация пробки в посадочной канавке разъединителя колонны. При подъеме посадочного инструмента закрывается уравнивающий клапан.

Перед извлечением пробки набором инструментов тросовой техники спускается кувалда, и ударами вниз по штоку пробки открывается уравнивающий клапан. Захват пробки за шейку упора и из-

влечение пробки производится цапговым инструментом.

При подъеме инструмента захваты пробки попадают в выточку (в) гильзы, утопают в окнах корпуса и позволяют извлечь пробку.

Проведение скважинных работ по посадке и извлечению съемного подземного оборудования, перемещения (без извлечения) отдельных его узлов, освобождения ствола НКТ от оставшихся в аварийных ситуациях предметов осуществляется с помощью систем управления забойными устройствами. Для проведения этих работ устье скважины оборудуется лубрикатором с сальниковым узлом и направляющим роликом, превентором на буферной задвижке фонтанной арматуры, монтажной мачтой.

Лубрикатор состоит из одной или нескольких полых секций (патрубков) на быстроразъемных соединениях, предназначенных для установки в их внутр. полости инструментов или приборов перед их спуском в скважину или после их извлечения из скважины на тросе.

Превентор (под лубрикатором) и сальниковый узел (в голове лубрикатора) позволяют герметизировать полость лубрикатора в рабочих или аварийных условиях. При открытии превентора давление из скважины передается в полость лубрикатора.

Управление забойными устройствами обеспечивается тросовым оборудованием (оборудованием канатной техники), включающим передвижные тросовые установки и тросовые инструменты. В качестве источника энергии на установках используют отд. двигатель, имеется система контроля скорости и нагрузки на трос на пульте управления установкой. Одна установка обычно предназначена для обслуживания 20 скважин, а количество установок зависит от фонда обслуживаемых на промысле скважин.

В зависимости от назначения работ используют инструменты следующих типов: инструменты для спуска – позволяют производить в скважине установку различных элементов подземного оборудования (в т. ч. скважинных замков, глухих пробок, клапанов различного назначения и т. д.); подъемные инструменты – используют для извлечения разл. съемных устройств и т. д.

Типовая сборка инструментов включает: устройство для подсоединения проволоки или троса к сборке инструмента (роп-сокет); грузовые штанги для увеличения веса сборки инструмента; механич. и гидравлич. ясы для ударов вниз или вверх; инструмент для спуска или подъема съемного устройства; съемное устройство, к-рое требуется установить в скважине вместе с замковым устройством в соответствующий посадочный ниппель в составе сборки П. э. о., спускаемого на НКТ.

Инструмент и устройство соединены между собой штифтом, к-рый после посадки устройства ударами ясса срезается, освобождая инструмент.

Подъемный инструмент оборудован, как правило, захватным цапговым патро-

ном, к-рый сцепляется с извлекаемым устройством при помощи ловильной муфты. Для извлечения устройств производятся удары яссом вверх.

Соединение проволоки, намотанной на барабан наземной установки, с комплексом инструментов, спускаемых в скважину, осуществляется с помощью устройств для закрепления проволоки, состоящих из пружин (1), корпуса (2), втулки (3) и ролика (4), т.е. ропсокета (рис. 2, в).

Грузовые штанги предназначены для создания нагрузки при выполнении ударов механич. и гидравлич. яссами. Масса грузовых штанг также облегчает спуск комплекта инструментов в скважину. Штанги (рис. 2, г) представляют собой круглые стержни с ниппельной и муфтовой резьбой на концах. С целью создания разл. массы инструментов, подвешиваемых на проволоке, в комплексе предусмотрены штанги одинакового диаметра, но разной длины.

Шарниры обеспечивают нормальную работу комплекса инструментов при искривленной колонне подъемных труб. Шарнир (рис. 2, д) состоит из головки (1) и муфты (2). Он обеспечивает вращение инструментов, необходимое для соответствующей ориентации их в колонне подъемных труб. Устанавливается шарнир над механич. яссом. В случае большой искривленности колонны в комплекте необходимо использовать несколько шарниров, устанавливая их между штангами и яссами. Через отверстие (а) проводится смазка шарнира.

Механические яссы создают ударные импульсы, направленные вниз и вверх, при проведении работ, связанных с посадкой и съемом скважинного оборудования.

Ясс (рис. 2, е) состоит из двух вилок, имеющих возможность осевого перемещения относительно друг друга. К концу одной вилки приварен держатель (верх. конец ясса), к концу другой – упор (ниж. конец ясса).

При работе механич. яссом сила удара зависит от массы штанг, наклона и глубины скважины, плотности и вязкости среды, а также от скорости подъема проволоки в момент удара вверх. При наличии затруднения по освобождению инструментов допускается установка гидравлич. ясса над механическим.

Гидравлические яссы предназначены для создания ударного импульса вверх при извлечении съемного оборудования или перемещения подвижных частей оборудования. Состоит из головки, грундбоксы, переводника, цилиндра, поршня, уравнильного поршня, накопника. Внутр. полость цилиндра заполнена маслом.

Для исключения самоотворота поршня от головки после его вворачивания на головке устанавливается трубчатый штифт.

Цилиндр имеет ступенчатое внутр. сечение: в ниж. части – меньшего, а в верхней – большего диаметра. В ниж. части цилиндра имеются окна, к-рые служат для сообщения внутр. полости цилиндра

с наружной. Внутр. полость выше окон отделена уравнильным поршнем. Внутри цилиндра находится поршень с обратным клапаном. Внутр. полость цилиндра заполняется маслом через отверстие, закрытое пробкой.

Ясс спускается в скважину в сжатом положении. Ударный импульс вверх создается яссом при натяжении проволоки. В этот момент поршень начинает медленно подниматься вверх, а масло через зазор между поршнем и цилиндром перетекает в ниж. полость цилиндра, давление в к-рой с помощью уравнильного поршня сбалансировано с гидростатическим давлением в трубах. Когда поршень доходит до верх. полости цилиндра с увеличенным диаметром, сопротивление его движению резко падает, поршень получает ускорение и ударяется об упор.

Сила удара ясса вверх пропорциональна натяжению проволоки и весу грузовых штанг над яссом. Для повторного удара следует вернуть поршень в исходное положение под весом грузовых штанг. При этом обратный клапан, установленный внутри поршня, открываясь, сообщает верхнюю и нижнюю полости цилиндра, а масло перетекает из его нижней полости в верхнюю.

Цанговым инструментом (рис. 2, ж) осуществляют захват и извлечение газлифтных клапанов и съемного скважинного оборудования, не закрепленного резьбой.

Цанга (11) отжимается вниз пружиной захвата (9), вверх – пружиной (4) при срезанном штифте (7). Перемещению цанги совместно с сердечником (3) вверх препятствует штифт (7), фиксирующий положение сердечника относительно корпуса (8).

Перед спуском в скважину цангового инструмента необходимо проверить перемещение цанги в корпусе и надежность захвата ею шейки извлекаемого оборудования.

Комплект инструментов вместе с цанговым инструментом спускают до глубины, с к-рой предполагается извлекать съемное оборудование, и по индикатору натяжения проволоки контролируется момент посадки цангового инструмента на захватную головку. Затем приподнимают комплект инструментов и производят механич. яссом легкий удар вниз. При этом перья цанги, упираясь в захватную головку, перемещаются вверх, сжимая пружину захвата, и выходят из окон корпуса. В цанговом захвате образуется отверстие для свободного прохода захватываемой головки. Усилением сжатой пружины цанга возвращается в прежнее положение. Перья цанги, войдя в окно, запирают захватную головку. Ударами ясса вверх извлекают инструмент вместе со съемным клапаном. При необходимости оставить клапан в кармане скважинной камеры или приемный клапан в ниппеле поступают следующим образом. После того как цанговый зажим захватил захватную головку, ударами вниз срезают штифт (7). Под действием пружины (4) сердечник, перемещаясь вверх, дви-

гает ограничитель (10) совместно с цангой и освобождает захватную головку.

С помощью консольного отклонителя производят отклонение инструмента в сторону кармана скважинной камеры при посадке и извлечении газлифтного или ингибиторного клапанов и глухой пробки, расположенных в этом кармане. Оснащение скважинной камеры направляющей втулкой позволяет отклонителю срабатывать даже в наиболее искривленных скважинах.

Набор инструментов с отклонителем и клапаном спускается на проволоке или канате в скважину. Глубина спуска инструментов контролируется на поверхности спец. прибором. На глубине установки скважинной камеры, в к-рой необходимо провести посадку газлифтного и ингибиторного клапанов, а также глухой пробки, выполняют след. операции. Набор инструментов с отклонителем спускают ниже выбранной скважинной камеры, а затем поднимают вверх. При медленном подъеме защелка отклонителя соприкасается с винтовой поверхностью ниж. конца направляющей втулки камеры. Направленное вверх движение вызывает вращение отклонителя и его правильную ориентацию относительно кармана скважинной камеры.

Легким ударом ясса, направленным вверх, осуществляется толчок защелки. к-рая, ударяясь о паз направляющей втулки, вызывает перемещение корпуса рычага и плеча относительно защелки. стержня и штока. При этом рычаг смещается со своей позиции и освобождается от упора на шток. Пластинчатая пружина, расположенная под рычагом, вызывает отклонение его с клапаном в сторону кармана скважинной камеры. Затем медленно спускают инструменты до тех пор, пока потеря веса не укажет, что клапан вошел в контакт с карманом скважинной камеры (отсутствие потери веса указывает на то, что отклонитель не сработал. в этом случае необходимо повторить операции). Затем ударами ясса, направленными вниз, срезают штифты, скрепляющие рычаг с плечом. Это позволит инструменту для спуска и клапану повернуться для совмещения с карманом камеры. Нанесение направленных вниз ударов яссами продолжают до тех пор, пока клапан не будет полностью установлен в кармане и зафиксирован на месте с помощью своего фиксатора (цанги). Направленные вниз удары яссом для срезки штифта, удерживающего инструмент для спуска прикрепленным к клапану, позволяют освободить спускной инструмент.

Затем отклонитель поднимают до тех пор, пока защелка вновь не войдет в контакт с пазом направляющей втулки камеры. Направленными вверх ударами яссами срезают штифт, крепящий стержень со штоком. Это позволяет осуществить сжимая пружину, перемещение стержня с защелкой относительно корпуса отклонителя. Защелка, упираясь в ниж. часть паза в корпусе отклонителя, вращается, и отклонитель освобождается от направляющей втулки. После освобождения за-

щелка возвращается в свое нормальное положение с помощью винтовой пружины, имеющейся под стержнем.

Если по какой-либо причине механизм отклонителя будет заедать, что препятствует возврату защелки в корпус отклонителя путем вращения, то нанесением сильных ударов яссами по пазу направляющей шпильки срезается аварийный штифт, что обеспечивает падение его внутрь корпуса.

Операция извлечения клапана аналогична операции по спуску, за исключением того, что к отклонителю при этом прикрепляется цанговый инструмент вместо инструмента для спуска и клапана.

После залавливания цанговым инструментом головки клапана направленными вверх ударами ясса извлекается клапан из кармана камеры.

Приемный клапан предназначен для временного перекрытия прохода колонны НКТ (в период посадки пакера), а также при проведении ряда технологич. операций выше пакера (промыв надпакерной зоны и т. д.).

Приемный клапан состоит из штока, срезаемого штифта, рубашки, клетки, шарика, кольца, защитного кольца, седла, пазимного кольца, манжеты, гайки.

После спуска пакера приемный клапан при помощи набора инструментов канатной техники с механич. яссом и цанговым инструментом ударами ясса вниз устанавливается в нищеле. После этого в трубу закачивается жидкость, под давлением к-рой шарик, плотно прижимаясь к седлу, перекрывает проход труб. Затем в трубах создается давление, необходимое для посадки пакера. После его посадки давление стравливается. Затем при помощи набора инструментов канатной техники спускается цанговый инструмент для извлечения приемного клапана, захватывающий шейку кожуха. Ударом гидравлич. ясса срезается штифт. При этом открываются уравнивательные отверстия и происходит выравнивание давления над и под шариком. Клапан извлекается из скважины, открывая проход в трубах.

В. С. Смирнов.

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ – воды, находящиеся в толщах горн. пород верх. части земной коры в жидком, твердом и парообразном состоянии. В областях существования П. в. темп-ра колеблется от –86 до 1200 °С, давление – от неск. до 100 МПа. В зависимости от характера литол. водовмещающих пород П. в. делятся на: поровые – в песках, галечниках и др. обломочных породах; трещинные (жильные) – в скальных породах (гранитах, песчаниках); карстовые (трещинно-карстовые) – в растворимых породах (известняках, доломитах, гипсах и др.).

П. в., перемещающиеся под влиянием силы тяжести, наз. гравитационными, или *свободными водами*, в отличие от *напорных вод* (гигроскопич., пленочных, капиллярных и кристаллизационных вод). Слои горн. пород, насыщенные гравитационной водой, образуют *водоносные горизонты*, или пласты, представляющие *водоносные комплексы*.

Первый от поверхности земли постоянно существующий безнапорный водоносный горизонт наз. горизонтом грунтовых вод. Непосредственно над их поверхностью (зеркалом грунтовых вод) распространены капиллярные воды, к-рые могут быть подвешенными, т. е. несообщающимися с зеркалом грунтовых вод. Все пространство от поверхности земли до зеркала грунтовых вод наз. зоной аэрации, в к-рой происходит просачивание вод с поверхности. В зоне аэрации на отд. разобренных прослоях пород, обладающих меньшей фильтрационной способностью, в период питания грунтовых вод могут образовываться временные, или сезонные, скопления П. в., наз. *верховодкой*.

Глубина залегания грунтовых вод зависит от географич. условий, закономерно изменяющихся от полюсов к экватору. В Европ. части России ср. глубина зеркала грунтовых вод постепенно увеличивается с С. на Ю. (в зоне тундр – близ поверхности, в ср. полосе – неск. м, на Ю. – неск. десятков м). Ниж. граница П. в. располагается на глуб. более 10–12 км. Водоносные горизонты, залегающие ниже грунтовых вод, отделяются от них пластами водонепроницаемых (водоупорных) или слабопроницаемых пород и наз. горизонтами межпластовых вод. Они обычно находятся под гидростатич. давлением (артезианские воды), реже имеют свободную поверхность – безнапорные воды. Область питания межпластовых вод находится в местах выхода водовмещающих пород на дневную поверхность (или в местах их неглубокого залегания); питание происходит также и путем перетекания воды из др. водоносных горизонтов.

П. в. – природные растворы, содержащие св. 60 химич. элементов (в наибольших кол-вах – К, Na, Ca, Mg, Fe, Cl, S, C, Si, N, O, H), а также микроорганизмы (окисляющие и восстанавливающие разл. вещества). Как правило, П. в. насыщены газами (CO₂, O₂, N₂, CH₄ и др.). По степени минерализации П. в. подразделяют (по В. И. Вернадскому) на пресные (до 1 г/л), солоноватые (от 1 до 10 г/л), соленые (от 10 до 50 г/л) и подземные рассолы (св. 50 г/л); в более поздних классификациях к подземным рассолам относят воды с минерализацией св. 36 г/л. В зависимости от темп-ры (°С)

различают П. в.: переохлажденные (ниже 0), холодные (от 0 до 20), теплые (от 20 до 37), горячие (от 37 до 50), весьма горячие (от 50 до 100) и перегретые (св. 100).

По условиям образования П. в. подразделяются на эндогенные и экзогенные.

Эндогенные П. в. образуются в результате возникновения молекул воды в горн. породах и магматич. очагах при химич. реакциях и подразделяются на: литогенные – образуются в процессе литогенеза осадочных пород на стадии *катагенеза*; гипогенные – магматогенные и мантийные воды.

Экзогенные П. в. попадают в осадочные породы в процессе осадконакопления (седиментационные П. в.) или извне, когда водоносные породы уже сформировались (инфильтрационные П. в.). Седиментационные воды, образующиеся в морских условиях, наз. *талассогенными*. Инфильтрационные воды формируются за счет атмосферных осадков и из водоемов.

Особое место занимают возрожденные П. в., выделяющиеся при дегидратации в осн. осадочных минералов. Их можно отнести к эндогенным и к экзогенным водам.

В водонапорных системах *нефтегазовых бассейнов* содержатся экзогенные и эндогенные П. в. Седиментационные воды преобладают во внутр. частях бассейна, инфильтрационные – в окраинных районах. Из эндогенных П. в. для *нефтегазовой гидрогеологии* важное значение имеет изучение литогенных П. в.

В самих залежах углеводородов также содержатся П. в.: остаточные – находятся в порах и трещинах пласта, заполненного нефтью, конденсатом или газом; конденсационные – образуются в виде узкой водяной оторочки вокруг газовой залежи из паровой фазы воды природного газа при изменении давления и темп-ры.

В нефтегазовой гидрогеологии широко пользуются генетич. классификацией В. А. Сулина, позволяющей различать воды по их химич. составу и генезису. Согласно этой классификации, все воды делятся на 4 генетич. типа: хлоридно-кальциевый, хлоридно-магниевый, гидрокарбонатно-натриевый и сульфатно-натриевый (таб.). Внутри типов вод по преобладающему аниону выделяются груп-

Таблица. Генетическая классификация вод (по В. А. Сулину)

Тип вод	Диагностические коэффициенты	Характерная обстановка формирования вод
Сульфатно-натриевый	$\frac{Na^+}{Cl^-} > 1; \frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} < 1$	Воды земной поверхности и зоны свободного водообмена
Гидрокарбонатно-натриевый	$\frac{Na^+}{Cl^-} > 1; \frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} > 1$	Воды земной поверхности, зон свободного и затрудненного водообмена
Хлоридно-магниевый	$\frac{Na^+}{Cl^-} < 1; \frac{Na^+ - Cl^-}{Mg^{2+}} < 1$	Воды морей и океанов и зоны затрудненного водообмена
Хлоридно-кальциевый	$\frac{Na^+}{Cl^-} < 1; \frac{Na^+ - Cl^-}{Mg^{2+}} > 1$	Воды зон отсутствия или затрудненного водообмена, особенно при высокой их минерализации

пы вод: гидрокарбонатная, сульфатная и хлоридная. Внутри групп по преобладающему катиону выделяются натриевая, магниевая и кальциевая подгруппы.

Применяемые методы оценки особенностей динамики П. в. глубоко погруженных горизонтов носят приближенный характер. Это обусловлено сложностью строения водонапорных систем ниж. этажей нефтегазоносных басс. Тектонич. нарушенность, приводящая к межпластовым перетокам подземных флюидов, разбитость на отд. разобщенные друг с другом блоки, наличие непроницаемых барьеров, изоляция водовмещающих толщ от осн. областей питания и др. факторы часто не позволяют однозначно судить о региональных гидродинамич. особенностях.

В этом случае особое значение приобретает комплексность применения разл. методов, обеспечивающих контроль и достоверность получаемых результатов. Наиболее разработаны для изучения движения П. в. методы приведенных давлений или напоров, основанные на анализе данных о статич. уровнях, давлениях или напорах и плотности П. в.

Прямой метод изучения динамики П. в. основан на закачке и прослеживании распространения веществ-индикаторов типа флуоресцентных трассеров-маркеров на основе высокодисперсных суспензий газонаполненных микрочастиц.

В. П. Ильченко.

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ – создаются методом растворения в районах потребления газо- и нефтепродуктов. Используются в качестве товарных и сырьевых парков на промыслах, по трассам газо- и нефтепроводов, на предприятиях, перерабатывающих углеводородное сырье.

Подземные резервуары состоят из подземных выработок-емкостей и эксплуатационных скважин, оборудованных для приема и выдачи хранимого углеводорода. Для их стр-ва сооружается водорасольный комплекс, включающий водозабор, насосные станции для воды, рассола и нерастворителя, рассолоотстойники, водо- и рассолопроводы, нагнетательные скважины и т. д. На стадии эксплуатации хранилище включает в себя парк подземных резервуаров и наземный технологич. комплекс, состав к-рого зависит от вида хранимых продуктов.

Подземные резервуары сооружаются в соляных залежах разл. возраста и всех морфологич. типов. Как правило, выработки-емкости располагаются в диапазоне глубин (по кровле) 300–1400 м. Миним. допустимая глубина их заложения зависит от ожидаемого внутр. давления в резервуаре. Для технологии стр-ва и эксплуатации значение имеют состав, глубина залегания, мощность и темп-ра вмещающих соленосных отложений. Длина необсаженной части скважины зависит от горногеологич. условий и составляет от 0 до неск. десятков м. Минимально допустимая мощность соляной толщи оценивается по заданной вместимости резервуара и возможному пролету, толщины целика в кровле и в почве выработки-емкости.

Темп-ра пород на глубине заложения подземных выработок-емкостей играет важную роль только при хранении товарных нефтепродуктов, т. к. качество нек-рых из них ухудшается при длительном хранении. Макс. содержание нерастворимых включений в каменной соли не должно превышать 35%. Их мощность должна быть не более 3 м, т. к. это существенно осложняет технологию стр-ва.

Важным аспектом при выборе площадок для стр-ва хранилища является наличие источников водоснабжения для подачи воды и условий для удаления образующегося при стр-ве рассола. Для водообеспечения используются слабоминерализованные пром. стоки или ведется водозабор из поверхностных водоемов и водотоков. Иногда используется водозабор из подземных вод, в т. ч. минерализованных. Наиболее экономичным способом удаления рассола является его утилизация на рассолопотребляющем предприятии, если оно расположено вблизи площадки стр-ва. Определяющим фактором является химич. состав получаемого рассола.

При закачке строительного рассола в недра его состав должен быть химически совместим с пластовыми водами, а поглощающий водоносный горизонт должен обладать упругостью, достаточной для приема рассола на протяжении всего периода сооружения хранилища.

Устойчивость подземной выработки обеспечивается выбором ее рациональной

формы и геометр. размеров, при к-рых не вся поверхность выработки-емкости принадлежит области запредельного деформирования (ОЗД); объем каждой ОЗД не превышает нек-рого заданного значения; макс. размер ОЗД в направлении, нормальном поверхности выработки, не превышает 0,04 пролета выработки; растягивающие напряжения в породном массиве не превышают прочности пород на растяжение.

Миним. допустимое давление в подземном резервуаре зависит от плотности пород, залегающих выше кровли резервуара, интенсивности касательных напряжений, соответствующих пределу длительной прочности, глубины заложения резервуара.

Максимально допустимое давление в подземном резервуаре зависит от коэф. надежности по нагрузке, учитывающего геологич. строение массива каменной соли (изменяется 0,75–0,85), и макс. допустимого пролета потолочины, к-рый, как правило, не должен превышать 80 м.

Расположение подземных резервуаров зависит от размеров и формы соляного тела (рис. 1). Вертикальные подземные резервуары располагаются на одном уровне в условиях пластового залегания каменной соли. Расположение на разных уровнях обычно применяется в соляных куполах и др. структурах большой мощности. Такое расположение резервуаров позволяет сделать подземное хранилище газа (ПХГ) более компакт-

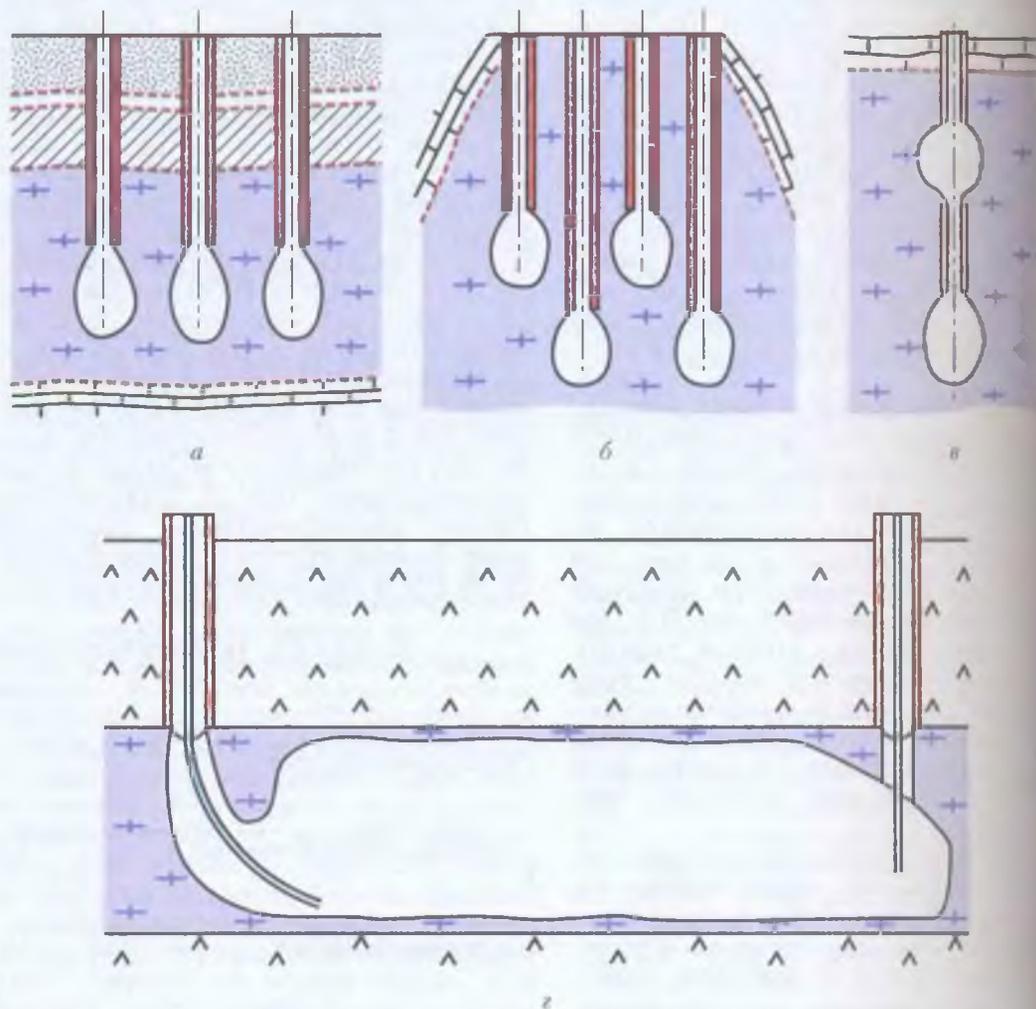


Рис. 1. Принципиальные объемно-планировочные схемы подземных резервуаров в каменной соли: а и б – вертикальные на одном и разных уровнях; в – двухъярусный на одной вертикальной скважине; г – тоннельный.

можно сократить земельный отвод и учесть требования по величине эксплуатационного давления для разл. продуктов. Двухъярусное расположение на одной вертикальной скважине применяется при большой мощности соляного тела или при наличии в разрезе двух соляных пластов, разделенных нерастворимыми породами.

Технологические схемы строительства выработок-емкостей основаны на принципе циркуляционного воздействия воды на растворимую поверхность соли. Определяющий фактор интенсивности процесса массообмена в период ее строительства – коэф. скорости растворения каменной соли, зависящий от физико-химич. свойств растворимого вещества, свойств и скорости движения растворителя и геометрии растворимой поверхности.

Для создания выработки-емкости заданной формы и размеров процессом растворения управляют путем закачки в нее растворителя: газового – воздух, природный газ или инертный газ; жидкого – нефтепродукты или жидкости с уд. весом меньше, чем у воды, инертные по отношению к каменной соли и практически не растворимые в воде. Нерастворитель служит для изоляции потолочины и др. участков поверхности каменной соли в верх. части выработки, растворение которых на данном этапе нежелательно.

Различают технические режимы подачи растворителя (рис. 2): прямоточный режим – способствует макс. принудительному перемешиванию жидкости в выработке (при его использовании рост выработки по высоте наиболее равно-

мерный); противоточный режим – эффективен для выноса из выработки рассеянных нерастворимых включений (обеспечивает получение рассола макс. концентрации); сближенный противоток (подача растворителя в нижнюю часть создаваемого интервала выработки-емкости) сочетает достоинства предыдущих и позволяет получать концентратив. рассол при равномерном развитии выработки по высоте.

Освоены разл. технологии создания подземных резервуаров. Послойная технология применяется при ограниченной мощности пласта и для получения рассола высокой концентрации (при наличии мощной толщи используют сближенный противоток). Технология с накоплением нерастворителя используется при сооружении резервуаров в пластах каменной соли разл. мощности. Она позволяет формировать потолочину выработки заданной формы. При комбинированной технологии ниж. часть выработки создается по послойной технологии, а верхняя – по технологии с накоплением растворителя. Это позволяет формировать высоту проектных размеров и получать высококонцентратив. рассол. С применением энергии затопленных струй (разновидности прямоточного режима, когда растворитель подается в выработку с помощью спец. насадок, формирующих струи заданной геометрии и обеспечивающих турбулизацию потока в ниж. части выработки) сооружаются емкости сравнительно небольшого объема.

В процессе сооружения выработки-емкости непрерывно ведется контроль технологич. параметров: растворителя и рас-

сола (концентрация, расход, темп-ра, давление), нерастворителя (давление, кол-во в резервуаре). По концентрациям и расходам рассчитываются масса извлеченной на поверхность соли, приращение объема выработки и достигнутый ее объем. Для контроля положения уровня нерастворителя применяются геофизич. методы, позволяющие определить его уровень без подъема подвесных колонн. Для контроля формы выработки-емкости и ее объема (с меньшей точностью и без азимутальной привязки) используется звукокация (прибор, являющийся излучателем-приемником ультразвуковых колебаний), по результатам к-рой корректируется регламент ее сооружения.

После окончания стр-ва подземного резервуара проводятся его испытания на герметичность путем создания избыточного давления испытательной среды. Отдельно проверяется герметичность подвесной колонны труб, устьевой обвязки скважины с зацементиров. обсадной колонной. Резервуары, предназначенные для хранения природного газа, должны быть испытаны им или азотом.

Наиболее распространенные схемы эксплуатации хранилищ газа – рассольная и безрассольная. При безрассольной схеме наземный комплекс ПХГ включает компрессорную станцию для закачки газа в подземные резервуары, сепараторы, узлы осушки, очистки и подогрева, замера газа, систему ввода и регенерации ингибиторов гидратообразования. Рассольная схема предполагает закачку и отбор природного газа по принципу вытеснения оперативным рассолом газа при отборе и выдавливании газом рассола при заполнении резервуара.

Эффективность подземного хранения в отложениях каменной соли повышают: широкое освоение технологии стр-ва подземных резервуаров тоннельного типа в маломощных пластах; использование технологии, позволяющей сократить сроки ввода хранилищ и совмещать процесс стр-ва и эксплуатации; разработка устройств и методов для интенсификации процесса растворения на начальном этапе создания выработок-емкостей; применение методов определения реального поля напряжений в массиве каменной соли для обоснованного назначения размеров выработок-емкостей и эксплуатационных давлений; совершенствование методов расчета контроля процесса создания подземных резервуаров; разработка конструкций эксплуатационных скважин, обеспечивающих высокие темпы отбора и закачки хранимого углеводорода.

В. И. Смирнов, В. А. Казарян.

ПОДСЧЁТ ЗАПАСОВ нефти, газа и конденсата, см. в ст. *Запасы*.

ПОДТВЕРЖДАЕМОСТЬ ЗАПАСОВ газа (нефти) – характеристика правильности подсчета запасов углеводородов при их извлечении или переводе при разведке из низших категорий в высшие. П. з. зависит от точности определения величины расчетных параметров.

Понятие П. з. трактуется неоднозначно и общепринятой методики его определе-

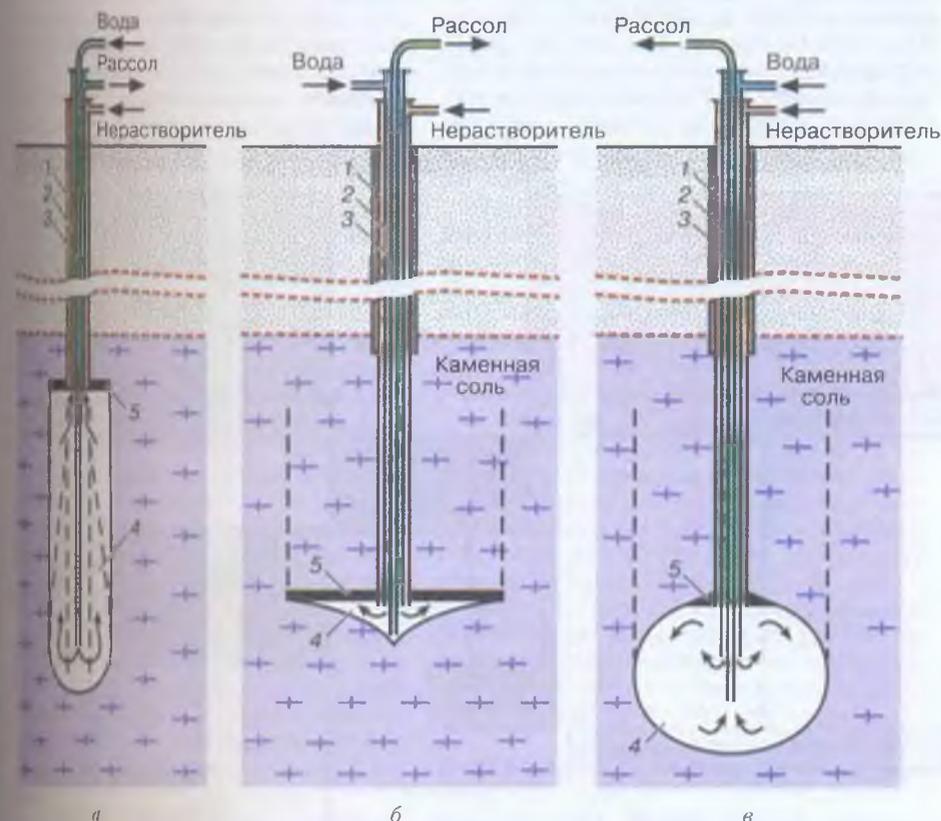


Рис. 2. Основные технические режимы подачи растворителя: а – прямоточный; б – противоточный; в – сближенный противоток; 1 – обсадная колонна; 2 – внешняя подвесная колонна труб; 3 – центральная подвесная колонна труб; 4 – выработка-емкость; 5 – нерастворитель.

ния нет. Отсутствие в ряде случаев необходимых сведений (особенно при оценке по большинству районов за длительный период) привело к необходимости поиска упрощенных методич. приемов, позволяющих достаточно объективно определить П. з. Этот показатель рассчитывают как отношение запасов, переведенных из низших категорий в более высокую категорию, к кол-ву убывших за тот же период запасов из данной низшей категории. Напр., П. з. из категории C_1 ($K_{\text{подтв } C_1}$) рассчитывают след. образом:

$$K_{\text{подтв } C_1} = \frac{\text{прирост } A + B, \text{ полученных из } C_1}{\text{кол-во запасов, убывших из } C_1},$$

где A , B и C_1 – запасы соответствующих категорий.

Неполная подтверждаемость *ресурсов* категории C_3 при переводе в высшие категории предопределена методикой их оценки. Неполная П. з. более высоких категорий связана с ошибками при определении расчетных параметров. В. В. Аленин.

ПОИСКИ И РАЗВЭДКА объектов для создания ПХГ – выявление благоприятной ловушки и установление ее параметров (геологич. модели), необходимых для проектирования создания *подземного хранилища газа* (ПХГ).

На этапе проектирования ПХГ геологич. модель *ловушки* преобразуется в прогнозную модель газовой залежи, реализуемой затем в ходе дальнейших работ. Вся необходимая для составления качеств. проекта геологич. информация в оптимальном объеме аккумулируется при проведении геолого-разведочных работ. На рис. представлена принципиальная схема стадийности геолого-разведочных работ, ис-

пользуемая при создании ПХГ. Они подразделяются на поисковый и разведочный этапы. Поисковый этап включает весь процесс работ, завершающийся выявлением собственно ловушки (или ловушек) и ее предварительной оценкой как подземной емкости будущего ПХГ. На разведочном этапе окончательно устанавливаются объект для ПХГ и его геологич. модель.

Постановке геолого-разведочных работ предшествуют исследования по обоснованию необходимости создания ПХГ в том или ином регионе исходя из состояния и перспектив развития газотранспортных систем, добычи и потребления газа. Они выполняются по заданию ОАО «Газпром» н.-и. организацией и являются исходным пунктом для планирования поисковых работ.

Поисковый этап осуществляется в три стадии: региональные геолого-геофизич. работы, подготовка площадей к поисковому бурению и поиски ловушек.

На первой стадии этих работ устанавливается принципиальная возможность выявления в данном регионе площадей (эти работы проводятся только в тех районах, геологическое строение которых слабо изучено).

Работы начинаются тематич. исследованиями по сбору и анализу результатов ранее проведенных геологич. изысканий. При этом рассматриваются структурные и литологич. предпосылки, определяющие возможность выявления объектов для постановки поисковых работ. На их основе дается прогноз перспектив создания ПХГ в регионе и разрабатываются программа и методика поисковых работ.

Несмотря на сравнительно небольшие размеры районов их проведения, тематич. исследования охватывают, как правило, региональные геологич. структуры в целом, поскольку достоверный прогноз ловушек на локальном участке возможен

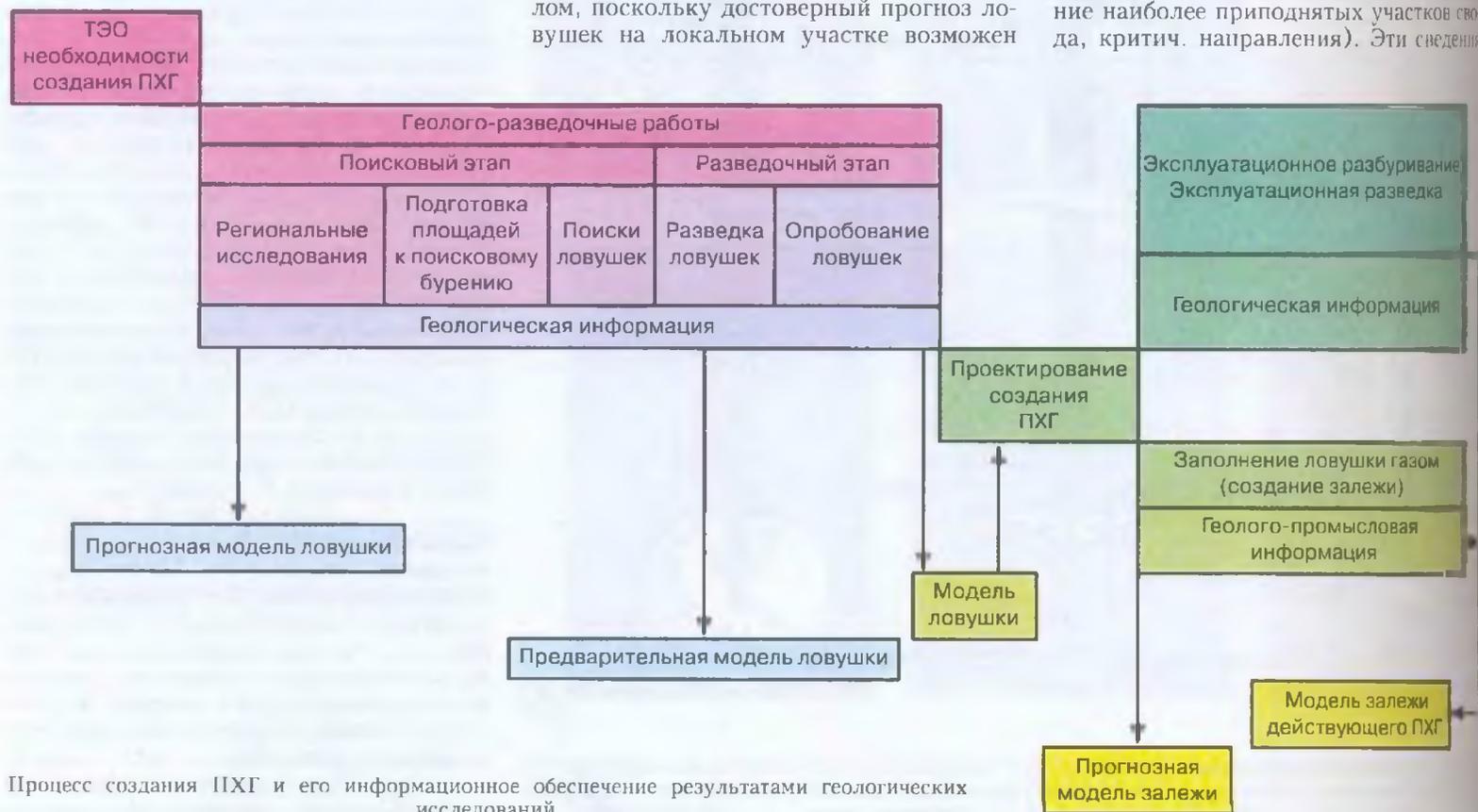
только при учете региональных закономерностей строения перспективной части осадочного чехла.

Поисковые работы на этой стадии (*сейсмическая разведка*, структурное бурение и т. п.) устанавливают зоны развития перспективных площадей.

Для территорий с высокой степенью геологич. изученности уже на данной стадии возможно частичное или полное решение задачи поискового этапа путем выбора объекта (поднятия, ловушки) из числа ранее выявленных в регионе (напр. Карашурское ПХГ создано в структуре, установленной нефтепоисковыми работами). Т. о. решается основная геологич. задача при создании ПХГ в *истощенном газовом месторождении*.

На 2-й стадии поисковых работ (подготовка площади) непосредственно выявляются локальные поднятия, ведется их подготовка к глубокому (поисковому или разведочному) бурению. Для этого используются сейсморазведка и структурное бурение (в комплексе или самостоятельно). Обязательное требование – высокая степень детализации структур, изучаемых поднятий в масштабе 1:25000. В случае малоамплитудных поднятий или поднятий, являющихся осложнениями более крупных положительных структур, появляется необходимость расширить область исследований за счет участков, лежащих за контуром изучаемой ловушки. При создании ПХГ не исключены утечки газа за ее пределы. Поэтому установление возможных путей миграции (критич. направлений ловушек) и мест аккумуляции газа является одной из важнейших задач геолого-разведочных работ.

По результатам работ этой стадии прогнозируются параметры ловушки (тип, размеры, потенциальный объем, положение наиболее приподнятых участков свода, критич. направления). Эти сведения



необходимы для принятия обоснованного решения по бурению глубоких скважин.

Поисковые работы с положительным результатом могут быть остановлены на данной стадии, если при этом обеспечивается однозначный прогноз ловушек (такая геологическая ситуация характерна, напр., для хорошо изученных районов Окско-Днипровского вала *Восточно-Европейской платформы*).

Однако во многих случаях выявление сейсморазведкой или структурным бурением поднятия не означает, что в перспективном разрезе изучаемой площади имеется ловушка, представляющая интерес для создания в ней ПХГ. В этом случае переходят к 3-й стадии поисковых работ — поиску ловушек.

Для этого бурится миним. число глубоких скважин, вскрывающих весь перспективный разрез, с целью получить прямые доказательства наличия в данных геологич. условиях искомой ловушки. Результатом этой стадии является предварительная геологич. модель ловушки на основании к-рой проводятся оценочные технико-экономич. и технологич. расчеты будущего ПХГ, устанавливающие целесообразность проведения разведочного этапа работ.

На разведочном этапе геолого-разведочных работ окончательно устанавливается объект для ПХГ и его геологич. модель. Этот этап подразделяется на две стадии: разведку и опробование ловушки.

На стадии разведки ловушки всесторонне изучается геологич. строение выявленной ловушки с целью получения данных для проектирования создания в ней искусств. газовой залежи; анализируются литологич. строение *покрышки* и *плоста-коллектора*, фильтрационно-емкостные параметры и закономерности их изменений по площади, делается заключение о герметичности ловушки, устанавливается точная ее амплитуда, критич. направления, объект оценивается с т. зр. требований охраны окружающей среды.

Указанные задачи решаются бурением разведочных скважин, проведением геологич., промыслово-геофизич., гидрогеологич. и др. исследований. Большое значение имеют гидродинамич. методы исследований (гидроразведка), используемые для оценки фильтрационных параметров природных резервуаров и их неоднородности, уточнения геометрии тектонически акрипированных ловушек, а также установления герметичности покрышек.

Ценную информацию о разобщенности водоносных горизонтов в ряде случаев дают параллельно проводимые гидрогеологич. исследования.

Если поисковые работы были проведены на должном уровне, то в процессе разведки имеется возможность заложить разведочные скважины т. о., чтобы в дальнейшем их можно было бы эффективно использовать при создании и эксплуатации ПХГ.

На стадии опробования ловушки (обычная закачка, газодинамич. разведка и т. д.) проверяют и уточняют результаты разведки путем закачки газа в ловушку

с воссозданием реальных пластовых условий, характеризующих работу газохранилища. Эта стадия осуществляется в случае сложного строения объекта (напр., имеются сомнения в герметичности покрышки), когда обычными методами исследований решить окончательно пригодность ловушки не представляется возможным. Не исключено получение отрицательных результатов на данной стадии работ.

По завершении разведочного этапа получают обобщенную геологич. информацию (геологич. модель ловушки) для проектирования работ по созданию ПХГ.

Изучение ловушки продолжается на стадии эксплуатационной разведки. В процессе бурения технологич. скважин накапливается обширный геологич. материал, позволяющий детализировать строение ловушки в своде (эксплуатационные скважины) и на периферии (наблюдательные скважины), более полно охарактеризовать покрышку и гидрогеологию разреза (контрольные скважины), а также изучить и формирующуюся газовую залежь. Осуществляемые параллельно в процессе закачки газа промыслово-геологич. исследования также приносят ценные дополнительные сведения по характеристике объекта. Обобщение и анализ всей полученной информации на завершающей фазе создания ПХГ обеспечивают корректировку модели ловушки в окончательном виде.

В процессе создания залежи или эксплуатации ПХГ может возникнуть необходимость в получении геологич. информации для уточнения деталей строения отд. элементов ловушки (площади), напр. при принятии решения о расширении хранилища, при утечках газа за пределы ловушки, ее негерметичности и т. д. Объектом исследования в данном случае является действующее ПХГ. Эти работы осуществляются на дополнительной стадии геолого-разведочного процесса — до-разведки площади.

Так, при создании газохранилища в истощенном м-нии (на этапе проектирования) может возникнуть потребность доизучения площади (уплотнение сети профилей ранее проведенной здесь сейсморазведки, бурение и исследование единичных скважин).

Приведенная схема геолого-разведочных работ на ПХГ рассматривается как универсальная модель. На практике, в зависимости от конкретных геологич. условий и изученности района, нек-рые стадии выпадают из этой последовательности, если их задачи были решены на предшествующем этапе исследований.

Выбор конкретной методики и приемов П. и р. объектов для создания ПХГ определяются теми же факторами, что и при проектировании (особенностями геологич. строения и геологич. изученностью).

Б. А. Резник.

ПОИСКОВАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

ПОКАЗАТЕЛИ ИЗОЭНТРОПИИ (АДИАБАТЫ) РЕАЛЬНОГО ГАЗА — показатели k , ϵ , δ , используемые в газовой промышленности для термодинамич. расчета уст-

ройств струйной техники (компрессоров, эжекторов, турбодетандеров и др.).

Изоэнтропией наз. линия, характеризующая равновесный адиабатич. процесс, в к-ром постоянна энтропия S .

В лит. чаще всего рассматривается только показатель k (иногда наз. объемным показателем), реже используется показатель ϵ (наз. «температурным» показателем). Введение для реального газа сразу трех показателей изоэнтропии (адибаты) k , ϵ , δ (условно наз. «барическим» показателем) упрощает термодинамич. соотношения, выявляет их математич. структуру, а также позволяет более четко проследить аналогию в термогазодинамич. соотношениях для изоэнтальпных течений идеального и реального газов. Для идеального газа все три показателя совпадают между собой, т. е. $k = \epsilon = \delta = k_{идл.}$

Взаимосвязанные показатели k , ϵ , δ реального природного газа выводятся по след. определениям:

$$k = -\frac{V}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_S; \quad \epsilon - 1 = \frac{p}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_S; \\ \delta - 1 = \frac{V}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial V} \right)_S, \quad (1)$$

где p , V , T — давление, уд. объем и темп-ра (производные берутся при постоянной энтропии S).

Из трех показателей любые два являются независимыми, поскольку между ними имеет место функциональная связь:

$$k = \frac{(\delta - 1)\epsilon}{(\epsilon - 1)}$$

Физич. смысл определения показателей k , ϵ , δ по соотношениям (1) состоит в том, что при переходе от идеального к реальному газу остается инвариантной форма записи уравнений адибаты Пуассона в области изменения переменных p , V , T , когда эти показатели можно считать мало меняющимися (для каждой пары переменных в записи уравнений адибаты при этом используется «свой» показатель).

Осн. термодинамич. соотношения для показателей представлены в табл. 1. В таблице, помимо коэффициента сжимаемости (z), удельных теплоемкостей, определенных при постоянных давлениях (C_p) и объеме (C_v), используются также безразмерные термич. коэффициенты:

$$\alpha/\alpha_0 = \frac{T}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \text{ — температурный коэф.} \\ \text{объемного расширения, } \alpha_0 = \frac{1}{T}; \\ \beta/\beta_0 = \frac{p}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \text{ — изотермич. коэф.} \\ \text{сжатия, } \beta_0 = \frac{1}{p}; \\ \gamma/\gamma_0 = \frac{T}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_V \text{ — термич. коэф. давле-} \\ \text{ния, } \gamma_0 = \frac{1}{T}.$$

Отношение теплоемкостей C_p/C_v совпадает с показателем адибаты только для идеального газа.

Таблица 1. Основные соотношения для показателей изоэнтропы реального газа

Показатель	k	ϵ	δ
Переменные	p, V, zT	$p, V/z, T$	$p/z, V, T$
Определения показателей	$k = -\frac{V}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_S;$ $\frac{k-1}{k} = \frac{p}{(zT)} \left[\frac{\partial(zT)}{\partial p} \right]_S;$ $k-1 = -\frac{V}{zT} \left[\frac{\partial(zT)}{\partial V} \right]_S$	$\epsilon = -\frac{(V/z)}{p} \left[\frac{\partial p}{\partial(V/z)} \right]_S;$ $\frac{\epsilon-1}{\epsilon} = \frac{p}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_S;$ $\epsilon-1 = -\frac{(V/z)}{T} \left[\frac{\partial T}{\partial(V/z)} \right]_S$	$\delta = -\frac{V}{(p/z)} \left[\frac{\partial(p/z)}{\partial V} \right]_S;$ $\frac{\delta-1}{\delta} = \frac{(p/z)}{T} \left[\frac{\partial T}{\partial(p/z)} \right]_S;$ $\delta-1 = -\frac{V}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial V} \right)_S$
Соотношения между показателями изоэнтропы	$k = \frac{(\delta-1)\epsilon}{(\epsilon-1)}$	$\epsilon = \frac{k}{k-\delta+1}$	$\delta = 1 + \frac{k(\epsilon-1)}{\epsilon}$
Связь с термическими коэффициентами α, β, γ	$k = \frac{1}{(\beta/\beta_0)} + \left(\frac{\gamma}{\gamma_0} \right) (\delta-1)$	$\frac{\epsilon-1}{\epsilon} = \frac{1}{(\gamma/\gamma_0)} - \frac{1}{k(\alpha/\alpha_0)}$	$\frac{1}{\delta-1} = -\left(\frac{\alpha}{\alpha_0} \right) + \left(\frac{\beta}{\beta_0} \right) \left(\frac{\epsilon}{\epsilon-1} \right)$
Связь с характеристическими функциями H, U, S	$k = \left(\frac{\partial H}{\partial U} \right)_S = -\frac{1}{p} \left(\frac{\partial H}{\partial V} \right)_S = V / \left(\frac{\partial U}{\partial p} \right)_S$	$\epsilon = T \left(\frac{\partial S}{\partial U} \right)_p; \quad \frac{\epsilon-1}{\epsilon} = \frac{p}{T} \left(\frac{\partial V}{\partial S} \right)_p$	$\delta = \frac{1}{T} \left(\frac{\partial H}{\partial S} \right)_V; \quad \delta-1 = \frac{V}{T} \left(\frac{\partial p}{\partial S} \right)_V$
Уравнения Пуассона	$p_1 V_1^{\bar{k}} = p_2 V_2^{\bar{k}}; \quad \frac{(z_1 T_1)^{\bar{k}}}{p_1^{\bar{k}-1}} = \frac{(z_2 T_2)^{\bar{k}}}{p_2^{\bar{k}-1}};$ $(z_1 T_1) V_1^{\bar{k}-1} = (z_2 T_2) V_2^{\bar{k}-1}$	$p_1 (V_1/z_1)^{\bar{\epsilon}} = p_2 (V_2/z_2)^{\bar{\epsilon}};$ $\frac{T_1^{\bar{\epsilon}}}{p_1^{\bar{\epsilon}-1}} = \frac{T_2^{\bar{\epsilon}}}{p_2^{\bar{\epsilon}-1}};$ $T_1 (V_1/z_1)^{\bar{\epsilon}-1} = T_2 (V_2/z_2)^{\bar{\epsilon}-1}$	$(p_1/z_1) V_1^{\bar{\delta}} = (p_2/z_2) V_2^{\bar{\delta}};$ $\frac{T_1^{\bar{\delta}}}{(p_1/z_1)^{\bar{\delta}-1}} = \frac{T_2^{\bar{\delta}}}{(p_2/z_2)^{\bar{\delta}-1}};$ $T_1 V_1^{\bar{\delta}-1} = T_2 V_2^{\bar{\delta}-1}$
Расчетные формулы	$k = -\frac{V}{p} \frac{C_p}{C_V} \left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_T = \frac{C_p}{C_V (\beta/\beta_0)}$	$\epsilon = \frac{1}{1 - \frac{p}{C_p} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p} = \frac{1}{1 - \frac{Rz}{C_p} \left(\frac{\alpha}{\alpha_0} \right)}$	$\delta = 1 + \frac{V}{C_V} \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_V = 1 + \frac{Rz}{C_V} \left(\frac{\beta}{\beta_0} \right)$

Таблицы 2 и 3 иллюстрируют величины показателей адиабаты для ряда газов и их зависимости от темп-ры и давления (использовались многоконстантные уравнения состояния воздуха и метана, рекомендуемые Госстандартом России).

Отметим качеств. особенности показателей изоэнтропы как функций темп-ры и давления. При фиксированной температуре с возрастанием давления показатели k и δ увеличиваются, причем k растет существенно быстрее, чем δ , тогда как показатель ϵ сначала несколько увеличивается, проходя через максимум, затем достаточно быстро уменьшается и при дальнейшем повышении давления начинает снова незначительно возрастать, так что в области очень высоких давлений [при $p \geq (9-10)p_{кр}$] кривая $\epsilon = \epsilon(p)$ проходит через пологий минимум.

Качеств. изменения в поведении показателей адиабаты имеют место при переходе через область максимумов теплоемкостей (C_p и C_V) газовой фазы: в этой области параметров p, T показатели k и δ начинают более резко возрастать, а показатель ϵ проходит через пологий максимум и затем довольно быстро убывает.

Диапазон изменения k оказывается существенно большим, чем ϵ и δ , в то же время с ростом приведенной темп-ры скорость изменения всех показателей как функций давления уменьшается.

В области слабой неидеальности газовой фазы (при $p < 1,3p_{кр}$ и $T > 1,2T_{кр}$)

Таблица 2. Показатели изоэнтропы воздуха

Давление, МПа	Отношение теплоемкостей, C_p/C_V	Показатели		
		k	ϵ	δ
Температура 200 К				
1,0	1,452	1,418	1,411	1,413
5,0	1,702	1,532	1,434	1,463
10,0	2,093	1,885	1,403	1,542
20,0	2,236	3,241	1,296	1,740
Температура 300 К				
1,0	1,418	1,414	1,404	1,407
5,0	1,488	1,482	1,416	1,436
10,0	1,570	1,596	1,420	1,472
20,0	1,687	1,912	1,406	1,552
50,0	1,707	2,978	1,347	1,767

Таблица 3. Показатели изоэнтропы метана

Давление, МПа	Отношение теплоемкостей, C_p/C_V	Показатели		
		k	ϵ	δ
Температура 220 К				
1,0	1,393	1,324	1,343	1,338
5,0	2,038	1,401	1,382	1,387
10,0	3,523	3,046	1,210	1,529
20,0	2,214	6,988	1,134	1,828
Температура 400 К				
1,0	1,269	1,263	1,261	1,262
10,0	1,373	1,357	1,284	1,300
20,0	1,469	1,563	1,287	1,349
50,0	1,511	2,471	1,248	1,490

показатель k меняется незначительно (на несколько процентов от ср. значения, причем несколько меньше, чем ϵ и δ). Однако уже при умеренной неидеальности газовой фазы k начинает меняться весьма заметно, тогда как показатели ϵ и δ все еще изменяются мало.

Величины $\Delta\epsilon = \epsilon - k_{ид}$ (либо $\frac{\epsilon - 1}{\epsilon} - \frac{k_{ид} - 1}{k_{ид}}$), $\Delta\delta = \delta - k_{ид}$ могут быть с приемлемой степенью точности представлены в обобщенном виде для чистых газов и для природных газовых смесей напр., как функции приведенных темп-ры, давления и ацентрического фактора К. Питчера или другого определяющего параметра

ра термодинамич. подобия (напр., параметра, введенного рос. физиком Л. П. Филлиповым).

Т. о., термодинамич. анализ показывает, что использование показателя адиабаты k в инж. расчетах оказывается вполне достаточным только в области очень слабой неидеальности газовой фазы. При умеренной неидеальности газовой фазы целесообразно применять наряду с k мало меняющиеся показатели ϵ и δ .

Чтобы конкретизировать заключения относительно сферы эффективной применимости показателей ϵ и δ , проведено исследование их поведения вдоль изоэнтроп. Из анализа расчетных величин можно заключить, что в практически интересной

области темп-р (от 200 до 400 К) и давлений (менее 50 МПа) показатели адиабаты природного газа ϵ и δ меняются вдоль изоэнтроп в пределах 10% от ср. значений, тогда как в том же диапазоне параметров p и T показатель k изменяется в 2–2,5 раза.

В табл. 4 дана сводка осн. соотношений термогазодинамики изоэнтропных процессов и течений реального газа в полной аналогии с идеальным газом. Соответствующие термодинамич. формулы можно вывести и для других стандартных задач квазиодномерной газовой динамики: скачков уплотнения, ударной адиабаты, приведенного уд. расхода газа и пр.

Таблица 4. Основные соотношения термогазодинамики реального и идеального газов

	Реальный газ	Идеальный газ
Показатели изоэнтропы	$k = -\frac{V}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial V} \right)_S; \quad \frac{\epsilon - 1}{\epsilon} = \frac{p}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_S;$ $\delta - 1 = -\frac{V}{T} \left(\frac{\partial T}{\partial V} \right)_S$	$k = \epsilon = \delta = k_{ид}; \quad k_{ид} = \frac{C_p^0(T)}{C_V^0(T)}$
Средние значения	$\bar{k} = \frac{(\delta - 1)\bar{\epsilon}}{\bar{\epsilon} - 1} = \frac{\ln p_2/p_1}{\ln V_1/V_2},$ $\frac{\bar{\epsilon}}{\bar{\epsilon} - 1} = \frac{\ln p_2/p_1}{\ln T_2/T_1}; \quad \bar{\delta} - 1 = \frac{\ln T_2/T_1}{\ln V_1/V_2};$ $\bar{z} = \frac{1}{\Delta T} \int_{T_1}^{T_2} (z)_S dT \approx \frac{1}{2} (z_1 + z_2);$ $\bar{\epsilon} \approx \frac{1}{2} (\epsilon_1 + \epsilon_2); \quad \bar{\delta} \approx \frac{1}{2} (\delta_1 + \delta_2)$	$\bar{k}_{ид} = \frac{\bar{C}_p^0}{\bar{C}_V^0} \approx \frac{k_{ид1} + k_{ид2}}{2};$ $\bar{C}_V^0 = \frac{1}{\Delta T} \int_{T_1}^{T_2} C_V^0(T) dT$
Скорость звука a (термодинамическая), м/с	$a = \sqrt{kpV} = \sqrt{kzRT}$	$a = \sqrt{k_{ид}pV} = \sqrt{k_{ид}RT}$
Изменение энтальпии в изоэнтропном процессе, кДж/кг	$\Delta H = R \int_{T_1}^{T_2} \left(\frac{z\epsilon}{\epsilon - 1} \right)_S dT \approx R\bar{z} \frac{\bar{\epsilon}}{\bar{\epsilon} - 1} (T_2 - T_1);$ $\Delta H = R \int_{T_1}^{T_2} \left(\frac{k}{k - 1} \right)_S d(Tz) \approx R \frac{\bar{k}}{k - 1} (T_2 z_2 - T_1 z_1)$	$\Delta H = \int_{T_1}^{T_2} C_p^0 dT \equiv \bar{C}_p^0 (T_2 - T_1);$ $\bar{C}_p^0 = \frac{C_p^0 + C_p^0}{2}; \quad \Delta H = R \frac{\bar{k}_{ид}}{k_{ид} - 1} (T_2 - T_1)$
Скорость истечения, м/с	$W \approx \sqrt{2R\bar{z} \frac{\bar{\epsilon}T_1}{\bar{\epsilon} - 1} \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right)} \approx \sqrt{2R \frac{\bar{k}T_1 z_1}{k - 1} \left(\frac{T_2 z_2}{T_1 z_1} - 1 \right)}$	$W = \sqrt{2R \frac{k_{ид}T_1}{k_{ид} - 1} \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right)}$
Изменение внутренней энергии, кДж/кг	$\Delta U = R \int_{T_1}^{T_2} \left(\frac{z}{\delta - 1} \right)_S dT \approx \frac{Rz}{\delta - 1} (T_2 - T_1);$ $\Delta U = R \int_{T_1}^{T_2} \left(\frac{1}{k - 1} \right)_S d(Tz) \approx \frac{R(T_2 z_2 - T_1 z_1)}{k - 1};$ $\Delta U = \Delta H - R(T_2 z_2 - T_1 z_1)$	$\Delta U = \int_{T_1}^{T_2} C_V^0 dT = \bar{C}_V^0 (T_2 - T_1);$ $\bar{C}_V^0 \approx \frac{C_{V1}^0 + C_{V2}^0}{2};$ $\Delta U = \frac{R(T_2 - T_1)}{k_{ид} - 1}; \quad \Delta U = \Delta H - R(T_2 - T_1)$
Работа расширения в изоэнтропном процессе, кДж/кг	$L \approx R\bar{z}(T_1 - T_2) / (\delta - 1) \approx R(T_1 z_1 - T_2 z_2) / (k - 1);$ $L = \frac{RT_1}{\delta - 1} \left[1 - (V_1/V_2)^{\delta - 1} \right];$ $L = \frac{RT_1}{\delta - 1} \left[1 - (p_2/p_1)^{\frac{\epsilon - 1}{\epsilon}} \right]$	$L = \frac{R}{k - 1} (T_1 - T_2) = \bar{C}_V^0 (T_1 - T_2);$ $L = \frac{RT_1}{k_{ид} - 1} \left[1 - (V_1/V_2)^{\frac{k_{ид} - 1}{k_{ид}}} \right];$ $L = \frac{RT_1}{k_{ид} - 1} \left[1 - (p_2/p_1)^{\frac{k_{ид} - 1}{k_{ид}}} \right]$

	Реальный газ	Идеальный газ
Критические параметры потока: T_* , p_* , V_* , a_*	$T_* \approx \left(\frac{2\bar{z}\bar{\varepsilon}}{2\bar{z}\bar{\varepsilon} + z_* k_*(\bar{\varepsilon} - 1)} \right) T_0;$ $p_* \approx \left(\frac{2\bar{z}\bar{\varepsilon}}{2\bar{z}\bar{\varepsilon} + z_* k_*(\bar{\varepsilon} - 1)} \right)^{\bar{\varepsilon}-1} p_0;$ $V_* \approx \left(\frac{2\bar{z}\bar{\varepsilon}}{2\bar{z}\bar{\varepsilon} + z_* k_*(\bar{\varepsilon} - 1)} \right)^{\delta-1} V_0;$ $a_* \approx \sqrt{\frac{2R\bar{z}\bar{\varepsilon}T_0}{\bar{\varepsilon} - 1 + 2\bar{z}\bar{\varepsilon}/k_*}}$	$T_* = \left(\frac{2k_{ид}}{2k_{ид} + k_{ид}k_{ид}^* - k_{ид}^*} \right) T_0 \approx \left(\frac{2}{k_{ид} + 1} \right) T_0;$ $p_* \approx \left(\frac{2}{k_{ид} + 1} \right)^{k_{ид}-1} p_0;$ $V_* \approx \left(\frac{2}{k_{ид} + 1} \right)^{k_{ид}-1} V_0;$ $a_* = \sqrt{\frac{2Rk_{ид}T_0}{k_{ид} - 1 + 2k_{ид}/k_{ид}^*}} = \sqrt{\frac{2Rk_{ид}T_0}{k_{ид} + 1}}$
Отношение текущих параметров (T , p , V) к параметрам заторможенного потока (T_0 , p_0 , V_0)	$\frac{T_0 z_0}{T z} \approx 1 + \frac{k(\bar{k} - 1)}{2k} M^2;$ $\frac{T_0}{T} \approx 1 + \frac{z}{\bar{z}} \frac{k(\bar{\varepsilon} - 1)}{\bar{\varepsilon}} \frac{M^2}{2} \approx 1 + \frac{z}{\bar{z}} \frac{k(\bar{\delta} - 1)}{k} \frac{M^2}{2};$ $\frac{p_0}{p} = \left(1 + \frac{z}{\bar{z}} \frac{k(\bar{\varepsilon} - 1)}{2\bar{\varepsilon}} M^2 \right)^{\bar{\varepsilon}-1};$ $\frac{V}{V_0} \approx \left(1 + \frac{z}{\bar{z}} \frac{k(\bar{\varepsilon} - 1)}{2\bar{\varepsilon}} M^2 \right)^{\frac{1}{\delta-1}}$	$\frac{T_0}{T} = 1 + \frac{k(\bar{k}_{ид} - 1)}{2k_{ид}} M^2 \approx 1 + \frac{\bar{k}_{ид} - 1}{2} M^2;$ $\frac{p_0}{p} \approx \left(1 + \frac{k(\bar{k}_{ид} - 1)}{2k_{ид}} M^2 \right)^{k_{ид}-1};$ $\frac{V}{V_0} \approx \left(1 + \frac{k(\bar{k}_{ид} - 1)}{2k_{ид}} M^2 \right)^{\frac{1}{k_{ид}-1}}$

Примечание: размерности не указанных в табл. 4 величин: p – МПа; T – К; V – м³/кг; S , C_V , C_p , R (уд. газовая постоянная) – кДж/кг·К; уравнение состояния газа $pV = zRT$ (R определяется для каждого газа; напр., для метана она равна 0,517281 кДж/кг·К); M – число Маха, равное отношению скорости истечения W к скорости звука a в той же точке потока. Индекс «0» относится к параметрам заторможенного потока, индекс «*» – к критич. сечению, где скорость потока газа достигает скорости звука. Черта над безразмерным параметром и/или показателем означает ср. значение этой величины в рассматриваемом процессе. При осреднении показателей адиабаты ε и в большинстве практически интересных случаев достаточно использовать их средние арифметич. значения: $\bar{\varepsilon} \approx 0,5(\varepsilon_1 + \varepsilon_2)$ и $\bar{\delta} \approx 0,5(\delta_1 + \delta_2)$. Осреднение более сильно меняющегося показателя изопоэнтropy лучше проводить по формуле: $\bar{k} = \frac{(\bar{\delta} - 1)\bar{\varepsilon}}{\bar{\varepsilon} - 1}$, чтобы для ср. величин \bar{k} , $\bar{\varepsilon}$, $\bar{\delta}$ сохранялось то же соотношение, что и для исходных показателей k , ε , δ . Запись соотношений для идеального газа дана с учетом того, что $k_{ид}$ является функцией темп-ры.

Частные производные энтальпии H и внутренней энергии U реального газа, используемые при выводе формул, приведенных в табл. 4:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial H}{\partial V} \right)_S &= -kp, & \left(\frac{\partial H}{\partial(V/z)} \right)_S &= -\varepsilon zp, \\ \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_S &= \frac{\varepsilon z R}{\varepsilon - 1}, & \left(\frac{\partial H}{\partial(zT)} \right)_S &= \frac{kR}{k - 1}, \\ \left(\frac{\partial U}{\partial p} \right)_S &= \frac{V}{k}, & \left(\frac{\partial U}{\partial(p/z)} \right)_S &= \frac{zV}{\delta}, \\ \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_S &= \frac{zR}{\delta - 1}, & \left(\frac{\partial U}{\partial(zT)} \right)_S &= \frac{R}{k - 1} \end{aligned} \quad (2)$$

При этом частные производные энтальпии и внутренней энергии получают не только по переменным p , V , T , но и по переменным zT , p/z , V/z . Из (2) наглядно видна целесообразность введения наряду с показателями k , ε соотношений третьего показателя изопоэнтropy δ , поскольку в соотношениях, где фигурирует изменение внутренней энергии, показатель δ играет точно такую же роль, что и показатель ε в соотношениях, получаемых из изменения энтальпии.

Термодинамич. анализ показывает, что понятие показателя адиабаты можно трактовать более широко, т.е. ввести в рассмотрение «обобщенные показатели изопоэнтropy (адиабаты)». Смысл такого вве-

дения состоит в определении близких к показателям адиабаты термодинамич. величин, к-рые для природного газа в широком изменении темп-ры и давления почти не меняются вдоль изопоэнтropy.

Лит.: Истомин В.А., Термодинамика природного газа, М., 1999. В.А. Истомин.

ПОКРЫШКА залежи – комплекс пород с крайне низкими значениями *проницаемости*, перекрывающий продуктивный коллектор и препятствующий разрушению залежи (частный, но наиболее распространенный тип *флюидоупора*). Наличие надежной для заключенного в коллекторе флюида П., сохраняющей свои изоляционные свойства при определенных термобарич. условиях в течение длительного времени, – необходимое условие сохранности залежи. Экранирующие свойства П. определяются их литологич. и минер. составом, физико-химич. особенностями, выдержанностью по площади и мощностью. Одна из важнейших проблем изучения П. – количеств. оценка ее способности. Такими характеристиками являются величина давления прорыва (перепад давления, при к-ром начинается *фльтрация* нефти или газа через П.) и соответственно величина давления пережима (перепад давления, когда *фльтрация* практически прекращается). Мощность П. колеблется от первых метров в многопластовых м-ниях до нескольких десятков м и более в региональных П.

Вопрос о миним. мощности П. однозначно не решен. Практика поисково-разведочных работ показывает, что пятиметровый слой глин достаточен, чтобы удерживать самостоятельную залежь. Для ряда нефтегазоносных областей установлено, что при однородном минер. составе высота П. залежи находится в прямой зависимости от мощности глинистой П.: чем мощнее П., тем полнее заполнена залежь. Для других районов четкой зависимости не установлено. Однако во всех случаях при разл. минеральном составе, степени измененности и т.д. повышенная мощность П. более благоприятна для ее сохранения. Все эти показатели легли в основу разл. классификаций П.

По территории распространения выделяют П.: региональные – контролируют нефтегазоносность осадочных комплексов крупного региона, провинциально-зональные – в пределах крупных нефтегазоаккумуляционных зон; локальные – в пределах м-ния; по соотношению с этажными и внутриэтажными; по литологическому составу – глинистые, эвалоритовые, карбонатные и смешанные.

Одной из важнейших задач изучения П. является установление количеств. экранирующих свойств.

Глинистые П. характеризуют следующие физич. свойства: диффузионно-ад-

сорбционная активность, близкая к ее предельному значению (70 мВ); низкие уд. диэлектрические сопротивления (как правило, не выше 3 Ом·м); повышенная гамма-активность (>6 мкг-экв Ка/м³), создаваемая прием. гамма-излучением калия и урана-радия; интервальное время, соответствующее времени пробега упругих волн в однородных хорошо уплотненных глинах с высоким водородосодержанием и исчезающе малым ядерно-магнитным резонансом.

Физич. свойства гидрохимических П. определяются физич. свойствами минерала (обычно галита).

Физич. свойства П., представленных плотными цементированными породами, отличаются высокими уд. электрич. сопротивлениями при одновременно высокой диффузионно-адсорбционной активности, повышенной гамма-активностью, интервальным временем, близким к интервалу времени распространения упругих колебаний в скелетной составляющей породы; отсутствием заметной ядерно-магнитного резонанса.

Дуплими П. являются соленосные толщ., наиболее распространенными – глинистые. В разрезах зон развития многолетней мерзлоты встречаются песчано-глинистые породы с льдистым цементом. Под этими практически непроницаемыми породами могут встречаться скопления газа, что подтверждается в ряде случаев выбросами газов при бурении в *Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции* и *Лено-Вилюйской нефтегазодобывающей провинции*. Такие П. называют непроходимыми.

В изучении П. выделяются три осн. направления. Общегеологическое – включает установление мощности, однородности литологич. состава и строения, площади их распространения, выдержанности по площади простирания, наличия литологич. окон, гидрогеологич. раскрытости смежных пронизываемых комплексов, генезиса и фациальных условий их формирования. Эти вопросы решаются методами построения и комплексного анализа серии карт мощностей, литотипов, щедаистости, карбонатности, битуминозности и др. Лабораторное направление предусматривает изучение минер. состава, текстурных и структурных особенностей пород, наличия примесей, физич. вещества, поровой воды и др. Последовательных изменений пород, которые в одних случаях улучшают, а в других – ухудшают экраняющие свойства П., физико-механич. и деформационно-прочностных свойств горн. пород. Экспериментальное направление предусматривает изучение особенностей процессов миграции в слабопроницаемых породах, теоретич. и экспериментальное моделирование.

Лит.: Прозорович Г. Э., Покрышкин за-чаев нефти и газа, М., 1974; Ханин А. А., Петрофизика нефтяных и газовых пластов, М., 1976; Дахнов В. Н., Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород, 2-е изд., М., 1985.

А. В. Дахнов,

ПОЛИЭТИЛЕНОВЫЕ ТРУБЫ газо-проводные – изготавливаются из синтетич. полимера, общая формула к-рого $[-CH_2-CH_2-]_n$.

Полиэтилен – бесцветное, полупрозрачное вещество. Темп-ра плавления 105–130 °С. Сочетает высокую прочность при растяжении с эластичностью, имеет хорошие диэлектрич. свойства, устойчив к действию щелочей, соляной, плавиковой и органич. кислот. Разрушается фтором и хлором. Выше 80 °С растворяется в углеводородах, в т. ч. хлорированных; стоек к действию радиоактивных излучений; физиологически безвреден. Один из самых дешевых полимеров.

Металлич. трубы, широко применяемые в системах газоснабжения в течение многих десятилетий, начали вытесняться П. т. Осн. преимущества таких труб: идеальная коррозионная стойкость и гладкая внутр. поверхность, что снижает гидравлич. сопротивление. П. т. применяются только для подземных газопроводов.

К достоинствам П. т. можно отнести небольшой уд. вес полиэтилена (более удобен в работе); могут изменяться в зависимости от специфики местности (сельской, городской) способы укладки; доставка и размотка с передвижного барабана; протяжка, прокладка в трубах. Полиэтилен не подвергается коррозии со стороны грунта и грунтовых вод, т. е. не требуется антикоррозионной защиты П. т., что существенно снижает затраты на стр-во, эксплуатацию и технич. обслуживание. Применяемые марки полиэтилена рассчитаны изготовителями на срок службы 50 лет под соответствующим рабочим давлением.

В Германии использование П. т. в газоснабжении началось в нач. 1960-х гг., значительный опыт стр-ва, эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов накоплен в Нидерландах, Бельгии, Великобритании, Германии, Франции, США. Междунар. опыт использования П. т. для стр-ва газовых сетей показал, что необходимо предъявлять повышенные требования к сырью, трубам и соединительным деталям.

Стр-во полиэтиленовых газопроводов в городах и сельской местности осуществляется в России и странах СНГ с 1960-х гг. Для раннего периода были характерны небольшая протяженность газопроводов (от 0,5 до 3 км) и сравнительно низкие уровни давления (от 0,05 до 0,3 МПа).

В России П. т. используются в газопроводах с давлением не более 6 МПа. Для соединения П. т. широко используются электросварка, муфтовая сварка нагретой спиралью.

В стране освоено произ-во П. т. различных типоразмеров, используемых в стр-ве сетей газоснабжения. Кроме этого выпускается весь ассортимент соединительных деталей – фитингов из полиэтилена для монтажа полиэтиленовых газопроводов разл. диаметров и конфигураций.

Одним из направлений использования П. т. являются ремонтно-восстановительные работы на изношенных и аварийных стальных газопроводах: протяжка в вет-

хих металлич. газопроводах П. т. без дополнительных воздействий на структуру последних. Для протяжки П. т. принята и отработана технология с применением спец. соединительных муфт и готовых фасонных изделий.

Возможна также протяжка длинномерных труб с различного рода деформацией их структуры с последующим возвращением в первоначальное состояние. При этом способе внутри существующего стального газопровода протягивается П. т. Технология предусматривает нагрев П. т. до определенной темп-ры, пропуск ее через спец. калибровочное устройство, где П. т. сжимается до диаметра, меньшего, чем восстанавливаемый газопровод. После протяжки П. т. остывает, принимает первоначальную форму и плотно прилегает к внутр. стенкам восстанавливаемого стального трубопровода. Существуют также и другие технологии *санации* стальных труб.

Ю. В. Дроздов.

ПОРИСТОСТЬ горных пород – характеризуется наличием пустот (пор), заключенных в горн. породах. Благодаря П. горные породы могут вмещать (за счет влияния капиллярных сил) жидкости и газы.

П.– это характеристика пористой среды, влияющая на процессы *фильтрации*. Это осн. емкостная характеристика пласта, используемая в нефтегазовой геологии для оценки запасов: она характеризует способность пород вмещать жидкие или газообразные вещества.

Количественно П. горн. породы и образца определяется коэффициентом П.– отношение объема пор образца к видимому объему того же образца, выраженное в долях единицы или в процентах от объема образца:

$$K_p = V_{\text{пор}} / V_{\text{обр}}$$

где K_p – пористость, $V_{\text{пор}}$ – объем пустотного пространства образца, $V_{\text{обр}}$ – объем образца.

Различают несколько видов П.

Общая П. (абс., физич., полная П.) определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен, т. е. это П., включающая связанные и не связанные между собой поры. Определение коэффициента общей П. проводится при обязательном дроблении образца породы до составляющих его зерен.

Открытая П. (П. насыщения) включает все сообщающиеся между собой поры, к-рые могут заполняться жидкостью или газом при насыщении породы под давлением или вакуумом. Не учитываются те поры, в к-рые не проникает данная жидкость при данном *давлении насыщения*. Обычно в качестве проникающей жидкости применяется керосин или 3%-ный раствор NaCl. Извлечение углеводородов возможно только из пород с открытой пористостью.

Эффективная П. (динамич. П.) включает только ту часть поровых каналов, к-рая занята подвижной жидкостью (или газом) в процессе фильтрации при

полном насыщении породы жидкостью и установившемся движении. Эффективная П. меньше общей на долю порового объема, занятого неподвижной жидкостью, связанной с минеральным скелетом молекулярно-поверхностными силами, или газом, защемленным капиллярно-связанной жидкостью.

Поровое пространство горн. пород изначально содержит воду, к-рая при формировании залежей углеводородов оттесняется последними, поэтому в поровом пространстве продуктивной породы-коллектора остается небольшое кол-во *пластовой воды* и углеводороды.

Способность породы содержать и отдавать углеводороды характеризуют: коэф. эффективной статистич. П. – кол-во углеводородов в единице объема породы (геол. запасы); коэф. динамической П. – содержание флюида, способного перемещаться под воздействием приложенного перепада давления (извлекаемые запасы). Отношение этих коэффициентов может отражать коэффициент извлечения флюида из породы.

В зависимости от размера в породе различают поры: субкапиллярные (ср. радиус менее 0,001 мм), капиллярные (0,001–0,1 мм), сверхкапиллярные (0,1–10 мм) и мегапоры (более 10 мм). Субкапиллярные поры практически не пропускают флюиды при наблюдаемых в природе градиентах давления. *Коллекторские свойства* породы возрастают по мере увеличения капиллярных и сверхкапиллярных пор. Мегапоры встречаются в осн. в карбонатных породах и глинах. При этом это могут быть изолированные или соединяющиеся между собой полости.

П. пород, как правило, значительно изменяется как по разрезу, так и по простиранию пласта. Наибольший практич. интерес представляет объем всех связанных между собой поровых пустот.

Величина П. зависит от вещества и гранулометрич. состава пород, а также от глубины их залегания.

В зависимости от происхождения различают: *первичную* П. (магзерновую или кристаллич.) – возникает при образовании пород и изменяется по величине и форме при ее уплотнении, цементации, метаморфизации; *вторичную* П. – образуется за счет растворения, выщелачивания, растрескивания и т.п. Большинство пород-коллекторов характеризуется пористостью от 5–7% до 28–35%, хотя слабцементированные сеноманские песчаники и алевролиты Зап. Сибири могут обладать П. до 42%. П. карбонатных коллекторов обычно неск. ниже, чем терригенных. Породы с П. ниже 5–7%, как правило, не являются пром. коллекторами.

П. определяет физич. свойства горн. пород: прочность, скорость распространения упругих волн, сжимаемость, электр. и теплофизич. и др. параметры. Методы промысловой геофизики основаны на использовании зависимостей между этими параметрами.

А. В. Дахнов, А. Е. Рыжов.

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ – осн. элемент *бурового инструмента*, предназначенный для разрушения горн. породы в процессе *строительства скважины*.

По назначению П. и. различают: буровые долота для сплошного бурения; бурильные головки для отбора *керна* (при колонковом бурении); долота для спец. целей (пикообразные, зарезные, фрезерные и др.); *расширители* (постоянного диаметра и раздвижные) для увеличения диаметра ствола скважины.

Буровые долота для сплошного бурения и бурильные головки для отбора *керна* предназначены для углубления скважины. Долота спец. назначения используются для работы в пробуренной скважине и (или) в *обсадной колонне* для разбуривания цементного камня или зарезки вторых стволов. Расширители применяют для увеличения диаметра ствола скважины, к-рый по к.-л. причинам бурился долотами с диаметром, меньшим необходимого для достижения запланиров. целей бурения.

По характеру воздействия на породу различают три осн. класса П. и.

В режуще-скалывающем П. и. разрушение породы осуществляется лопастями, наклоненными в сторону вращения долота. Предназначен для разбуривания мягких пород (практически не применяется).

В режуще-истирающем П. и. режущие элементы (алмазные зерна, твердосплавные зубья или режущие элементы из поликристаллич. алмазов) располагаются в торцевой части инструмента или в кромках вертикально расположенных по отношению к забою скважины лопастей, а в одношарошечных долотах твердосплавные зубья размещены на сферич. шарошке. П. и. с размещением режущих элементов на торцевой части применяются для бурения неабразивных пород ср. твердости и твердых; с размещением режущих элементов на вертикальных лопастях – для разбуривания перемежающихся по твердости абразивных и неабразивных пород; одношарошечные долота – для неабразивных пород ср. твердости.

В дробяще-скалывающем П. и. породоразрушающие элементы расположены на конич. или цилиндрич. шарошке, к-рые перекатываются при вращении инструмента по разрушаемой поверхности породы, вращаясь вокруг своих осей. Предназначены для разбуривания пород разл. твердости (от мягких до очень крепких). В зависимости от этого шарошки оснащаются разл. породоразрушающими элементами: выфрезерованными из тела шарошки или выштампованными при изготовлении шарошек зубьями призматич. (клиновидной) формы, запрессованными в тело шарошек твердосплавными зубьями призматич. (клиновидной), конич., сферич. или др. формы.

Изготавливаются одно- (рис. 1, а, диаметром от 96,8 до 215,9 мм), двух- (от 58,7 до 215,9 мм) и трехшарошечные (рис. 2) долота. Как правило, при бурении используются 3-шарошечные долота диаметром от 76,2 до 914,4 мм.

В России кол-во шарошек указывают в шифре долота римскими цифрами «I», «II», «III».

Одношарошечные долота, в отличие от 2- и 3-шарошечных долот, являются П. и. режуще-истирающего действия, применяются только для бурения в глубоком расположенных интервалах неабразивных средних по твердости пород.

Выпускаются шарошечные буровые долота со след. типами вооружения, к-рые указываются в шифре долота: М – для разбуривания мягких по твердости пород (вооружение состоит из стальных клиновидных зубьев); МЗ – для мягких по твердости абразивных пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные клиновидные зубья); МС – для переслаивающихся мягких и ср. по твердости пород (стальные клиновидные зубья); МСЗ – для переслаивающихся мягких и ср. по твердости абразивных пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные клиновидные зубья); С – для ср. по твердости пород (стальные клиновидные зубья); СЗ – для ср. по твердости абразивных пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные клиновидные зубья); СТ – для переслаивающихся ср. по твердости и твердых пород (вооружение состоит из стальных клиновидных зубьев); Т – для твердых пород (стальные клиновидные зубья); ТЗ – для твердых абразивных пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные клиновидные зубья); ТКЗ – для переслаивающихся твердых и крепких пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные клиновидные зубья, к-рые на периферийных венцах шарошек перемежаются с твердосплавными зубьями с полусферич. рабочей поверхностью); К – для крепких пород (запрессованные в тело шарошек твердосплавные зубья с полусферич. рабочей поверхностью, кол-во которых больше, а вылет меньше, чем у долот типа К, а для уменьшения износа долот по диаметру в обратные конусы шарошек запрессованы твердосплавные вставки с плоской рабочей частью).

Шарошечные долота изготавливают с разл. расположением и конструкцией промывочных или продувочных отверстий: с центр. промывкой (в шифре долота обозначается буквой «Ц»); с промывочной промывкой – промывочные отверстия оснащаются минералогич. или металлокерамич. насадками («Г»); с центр. продувкой («П»); с боковой продувкой («ПГ»).

Шарошечные долота могут иметь разл. типы опоры шарошек, предназначенные для разных условий бурения при разл. скоростях вращения долота. Для высокооборотного бурения опоры выполнены на подшипниках качения и предназначены преим. для бурения с помощью *забойных двигателей* («В»); для низкооборотного бурения – на подшипниках качения (в шарошечной радиальной и шариковый шарошечный) и скольжения («Н»); для низ-



Рис. 1 Породоразрушающий инструмент: а – одношарошечное буровое долото с герметизированной опорой шарошки; б – алмазное буровое долото; в – буровое долото с резами PDC; г – стандартный шарошечный расширитель.

«Скоротного бурения – на шариковом замковом подшипнике качения и нескольких подшипниках скольжения («А»), при этом опоры шарошек могут изготавливаться негерметизированными и герметизированными с устройством для компенсации давления и автоматич. подачей смазки к подшипникам долота («У»).

В России для обозначения шарошечных долот принято использовать шифр долота {N}–{D} {T}–{П} {O} {YO}, где: N – кол-во шарошек; D – диаметр долота в мм; T – тип вооружения долота; П – тип промывки; O – тип опор шарошек; YO – тип уплотнения опор шарошек. Напр., Ш-215,9МС-ГНУ обозначает 3-шарошечное долото diam. 215,9 мм для разбуривания переслаивающихся мягких и ср. пород, с вооружением из стальных зубьев, гидромониторной промывкой и герметизиров. опорами шарошки, предназначенными для низкооборотного бурения.

В междунар. практике для обозначения области применения и конструкции шарошечных долот широко используется система классификации Междунар. ассоциации буровых подрядчиков (IADC). Код шарошечных долот состоит из 3 цифр и буквы лат. алфавита: 1-я – серия (определяет тип вооружения и прочность разбуриваемой породы); 2-я – группа (уточняет прочность разбуриваемой породы в данной серии); 3-я – определяет конструктивное исполнение долота; буквенный индекс – уточняет конструктивные особенности долота.

Серии 1-3 включают шарошечные долота с фрезеров. стальными зубьями; серия 4-8 – шарошечные долота с вооружением из твердосплавных зубьев.

Серии отличаются друг от друга категорией разбуриваемых пород: 1 – мягкие пластичные породы с прослоями пород

ср. крепости; 2 – пластичные породы ср. крепости с прослоями твердых пластичных неабразивных пород; 3 – среднеабразивные твердые породы; 4 – очень мягкие, но хрупкие породы с большой буримостью; 5 – хрупкие мягкие и ср. твердости породы; 6 – хрупкие среднеабразивные породы ср. твердости и твердые; 7 – абразивные твердые породы; 8 – очень твердые абразивные породы. Каждая серия по прочности разбуриваемых пород, в свою очередь, делится на 4 группы.

Конструктивное исполнение долот обозначается след. образом: 1 – с негерметизиров. роликовой опорой, с центральной или гидромониторной промывкой; 2 – для бурения с продувкой воздухом; 3 – с негерметизиров. роликовой опорой, с центр. или гидромониторной промывкой, тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом; 4 – с одной опорой скольжения, гидромониторная промывка; 5 – исполнение 4, у к-рых тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом; 6 – с герметизиров. опорой скольжения и гидромониторной промывкой; 7 – исполнение 6, у к-рых тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом.

Конструктивные особенности долот обозначаются буквенным индексом: А – долото для бурения с продувкой воздухом (с подшипниками скольжения и насадками для продувки); В – со спец. уплотнением подшипников; С – с центр. промывочной насадкой; D – для контроля искривления; Е – с приближенными к забою гидромониторными насадками; G – с усиленной защитой козырьков лап; H – для горизонтального (направленного) бурения; J – с отклоненными гидромониторными насадками; L – с износостойкими стабилизирующими площадками на лапах; M – для бурения с помощью

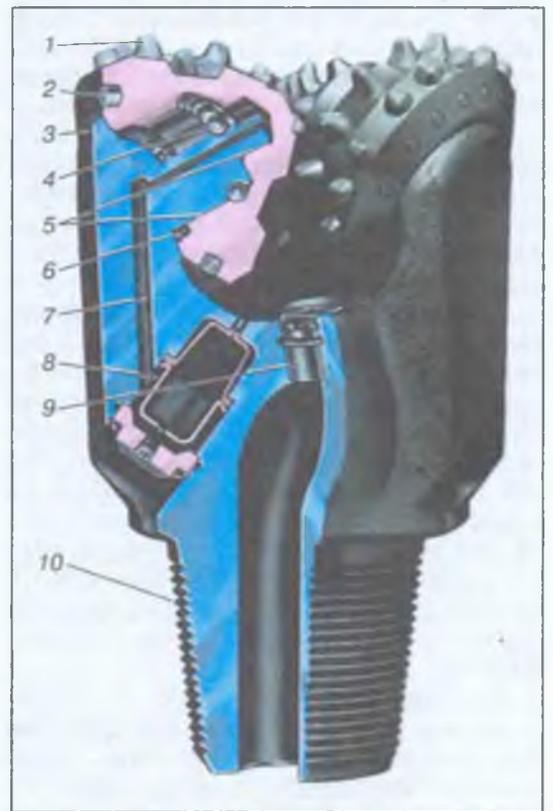


Рис. 2. Основные элементы конструкции трехшарошечного бурового гидромониторного долота с твердосплавным вооружением и герметизированными опорами скольжения шарошек: 1 – клиновидные твердосплавные зубья породоразрушающих венцов шарошек; 2 – твердосплавные вставки, упрочняющие обратные конуса шарошек; 3 – козырек лапы; 4 – замковый шариковый подшипник; 5 – основные подшипники скольжения опоры шарошки; 6 – уплотнение полости шарошки; 7 – канал для подачи смазки в подшипники опоры шарошки; 8 – резервуар со смазкой и устройство для компенсации изменения давления при спуске долота в скважину и подачи смазки к подшипникам; 9 – гидромониторная насадка с уплотнением и стопорным кольцом; 10 – замковая резьба для соединения с бурильной колонной.

забойных двигателей (моторное долото); S – со стандартными стальными зубьями; T – 2-шарошечное долото; W – с усиленными зубьями; X – с твердосплавными зубьями призматич. формы; Y – с твердосплавными зубьями конич. формы; Z – с твердосплавными зубьями спец. формы.

Наиболее эффективное разрушение неабразивных и малоабразивных пород разл. твердости, особенно на больших глубинах, обеспечивают алмазные долота и долота с резцами PDC.

Режущая поверхность алмазных долот выполняется разл. формы при спиральном, радиальном и радиально-ступенчатом расположении оснащенных алмазами секторов. Периферийная часть долот формирует у стенки скважины сферич. формы переход от поверхности забоя к цилиндрич. поверхности стенки скважины.

Алмазные долота (рис. 1, б) и бурильные головки для отбора керна состоят из алмазосущей головки (матрицы), выполненной из порошкообразного твердосплавного материала, и стального корпуса с присоединительной замковой резьбой. Алмазы, расположенные на торце и на внутр. конусе долота, неск. выступают над поверхностью матрицы. На калибрующей поверхности долота алмазы утоплены в матрицу, т.к. необходимо предохранить их от повреждения при спуске долота в скважину.

При бурении в породах ср. твердости применяются импрегниров. алмазные долота, режущая головка к-рых изготовлена из порошкообразного твердосплавного материала, тщательно перемешанного с мелкими и дроблеными алмазами.

При использовании долот, вооруженные к-рых выполнено из резцов PDC (рис. 1, в), удается обеспечить существ. увеличение механич. скорости проходки. Это достигается благодаря тому, что вылет резцов PDC больше, чем вылет алмазов, и резцы обычно располагаются на лопастях, выступающих из торцевой части долота, что обеспечивает лучшую очистку забоя от выбуренной породы при сохранении высокой стойкости режущих элементов, сопоставимой со стойкостью алмазов.

Обычно алмазные долота и долота с резцами PDC имеют диаметр примерно на 2 мм меньше соответствующих размеров шарошечных долот. Это вызвано необходимостью создания условий для перехода к бурению алмазными долотами после использования шарошечных долот, у к-рых по мере износа диаметр, как правило, уменьшается.

Для увеличения диаметра скважины при решении ряда технологич. задач, в т.ч. для обеспечения заданной траектории скважины, широко используются расширители (рис. 1, г), среди к-рых наибольшее распространение получили шарошечные. При их использовании буровой инструмент испытывает меньшие динамич. нагрузки, чем при использовании лопастных расширителей. Для увеличения диаметра скважины, по сравнению с внутр. диаметром уже спущенной

обсадной колонны, широко используются раздвижные шарошечные расширители.

Лит.: Корнеев К.Е., Палий П.А., Буrowsкие долота, М., 1963; Булатов А.И., Аветисов А.Г., Справочник инженера по бурению, т. 1, 2, М., 1985; Иогансен К.В., Спутник буровика, М., 1990. А.А. Бабичев.

ПОСТАВКА ГАЗА потребителям – газоснабжение предприятий, организаций и учреждений разл. форм собственности, а также физич. лиц, использующих газ в качестве топлива.

Системы газораспределения обеспечивают П.г. потребителю в городах, поселках городского типа и сельских населенных пунктах.

Городские системы газоснабжения представляют собой комплекс сооружений, состоящих из источников газоснабжения, газопроводов, рассчитанных на разл. давления, газораспределительных станций (ГРС), газораспределительных пунктов (ГРП) и газорегулирующих устройств (ГРУ), подземных хранилищ газа или газгольдерных станций, средств телемеханизации.

Газоснабжение населенных пунктов призвано обеспечить надежную и безопасную поставку газа в требуемом объеме потребителям.

Классификация газопроводов, прокладываемых в городах и населенных пунктах, ведется по разл. признакам.

По виду транспортируемого газа различают газопроводы природного газа, сжиженных углеводородных газов, искусственных и смешанных газов.

По давлению газа выделяют газопроводы низкого, среднего и высокого давления. Газопроводы низкого давления (до 0,05 МПа) предназначены для подачи газа к жилым домам и общественным зданиям, а также к коммунально-бытовым предприятиям, газопроводы ср. давления (до 0,3 МПа) через ГРП снабжают газом газопроводы низкого давления, а также газопроводы пром. и коммунально-бытовых предприятий.

По газопроводам высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа) газ поступает в местные ГРП (ГРУ) крупных пром. предприятий, предприятий, технологич. процессы к-рых требуют применения газа высокого давления (до 1,2 МПа), а также через ГРП в газопроводы ср. давления. Связь между газопроводами разл. давлений осуществляется только через ГРП или ГРУ.

По расположению в системе планировки (городов и населенных пунктов) газопроводы делят на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые).

По способу прокладки различают подземные (подводные) и надземные газопроводы. На территории городов и населенных пунктов наружные газопроводы прокладываются в грунте (подземные газопроводы), а также по фасадам зданий и опорам (надземные газопроводы).

По назначению в системе газоснабжения газопроводы делятся на:

городские магистральные – идут от ГРП или др. источников, обеспечивающих П.г. потребителям, до головных ГРП, а также межпоселковые газопроводы до ГРП; распределительные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.); обеспечивают газоснабжение населенных пунктов (идут от ГРП или газовых заводов до ввода); вводы – участок газопровода от места присоединения к распределительному газопроводу до здания, включая отключающее устройство на вводе в здание, или до вводного газопровода; вводные газопроводы – участок отключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода – прокладывается внутри здания, от вводного газопровода или ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) до места подключения прибора, теплового агрегата и др.

По принципу построения выделяют закольцованные (кольцевые), кольцевые и смешанные (закольцованные, кольцевые) газопроводы. По числу ступеней давления системы газоснабжения подразделяются на одноступенчатые – с подачей газа разл. потребителям только по газопроводам одного давления; двухступенчатые – с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений (среднего и низкого, высокого и низкого, среднего и среднего); трехступенчатые – с подачей газа потребителям по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления; многоступенчатые – с подачей газа потребителям по газопроводам четырех давлений: высокого (до 1,2 и до 0,6 МПа, среднего, низкого). Трехступенчатые и многоступенчатые системы газоснабжения применяются только в крупных городах.

Правила П.г. потребителю определяются соответствующими нормативными документами РФ. В них определяются отношения между поставщиками и потребителями газа, в т.ч. газотранспортными и газораспределительными организациями, к-рые обязательны для всех юридических лиц, участвующих в отношениях П.г. через трубопроводные сети.

Поставщик, газотранспортная и газораспределительная организации и оператор газопровода обязаны строго соблюдать правила технич. эксплуатации и техники безопасности в целях обеспечения безопасного газоснабжения и рационального использования газа.

Для использования газа в качестве топлива покупатель должен иметь разрешение, к-рое выдается в порядке, установленном Правительством РФ. Технич. условия на подключение к газотранспортной системе выдаются соответственно газотранспортной или газораспределительной организацией при наличии указанного разрешения.

Разрешение на использование газа в качестве топлива при годовом расходе менее 10 т условного топлива выдается администрацией субъекта РФ, а св. 10 т – Минэкономразвития РФ с обязательным согласованием с ОАО «Газпром».

Для получения разрешения на П. г. надо получить заключение продавца газа о возможности поставки, заключение газотранспортной и газоснабжающей организации, представить расчет потребности в газе (в соответствии с оборудованием). Указанные документы являются основанием для проектирования газоснабжения вновь строящихся, расширяемых, реконструируемых и действующих организаций и установок.

Расходы, связанные с подключением объектов поставщика и покупателя газа в газотранспортной системе, производятся за их счет.

Договорные объемы П. г. не должны превышать объемы, указанные в разрешении на использование газа. Последнее теряет силу в случае, если покупатель не подготовился к приему газа в течение 3 лет после указанного в нем срока.

Разрешение на использование газа не надо получать для газоиспользующего оборудования, применяемого населением в быту (газовые плиты, водонагреватели, отопительные котлы), для приготовления пищи на предприятиях обществ. питания, здравоохранения, образования, в жилых частях; для встроженных, пристроенных и отдельно стоящих котельных мощностью до 1,16 МВт (включительно); для технологич. оборудования, потребляющего менее 1 м³ газа в час.

П. г. потребителям производится на основании договора между поставщиком и покупателем, заключаемого в соответствии с требованиями нормативной базы. Преимуществ. право на заключение договоров П. г. имеют покупатели газа для соц. нужд, коммунально-бытовых и нужд населения, а также покупатели, заключившие договоры на поставку газа ранее, на пролонгацию этих договоров.

Порядок и условия транспортировки газа по газотранспортной системе устанавливаются газотранспортной или газораспределительной организацией и оформляются договором в соответствии с законодательством.

Цены на газ и тарифы на его транспортировку указываются в соответствующих договорах в соответствии с законодательством РФ и нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти.

Поставка и отбор газа осуществляются исключительно на возмездной основе в соответствии с заключенным договором. Порядок расчетов и сроки платежей определяются договорами П. г.

Условия оплаты транспортировки газа определяются договором транспортировки газа на основании тарифов на его транспортировку, устанавливаемых в порядке, определенном федеральными органами исполнительной власти. И. В. Тверской.

ПОСТЫ КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ, см. в ст. *Производственно-экологический мониторинг.*

ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КОНДЕНСАТА в пластовом газе, потенциальное содержание $C_5H_{12+высш}$ — содержание углеводородов $C_5H_{12+высш}$

(в см³ или в г) на 1 м³ *пластового газа, газа сепарации* или «сухого» газа (пластового газа без $C_5H_{12+высш}$). Его величина может быть от 0,5 до 1000 г/м³.

Потенциальное содержание $C_5H_{12+высш}$ зависит от пластовых термобарич. условий, состава газа и конденсата, наличия вблизи или по разрезу нефтяных залежей и условий формирования газоконденсатной залежи. П. с. к. до начала разработки м-ния наз. начальным. При текущих пластовых давлениях П. с. к. уточняется ежегодно комплексом промыслово-лабораторных исследований и наз. текущим.

Используется для подсчета запасов конденсата, при *проектировании разработки* и для учета запасов конденсата в разрабатываемых м-ниях.

ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ $C_5H_{12+высш}$ в пластовом газе, см. *Потенциальное содержание конденсата.*

ПОТЭРИ — часть ресурсов природного газа, утраченная при бурении скважин, добыче, транспортировке, подземном хранении, переработке и распределении газа и жидких углеводородов.

В зависимости от вызвавших причин различают: аварийные П., *технологические потери* и пластовые П.

Аварийные П. вызваны аварийными отказами техники и технологич. оборудования, приводящими к выбросам газа в атмосферу, в т. ч.: в бурении и эксплуатации скважин — при фонтанировании скважин; в добыче газа — при авариях на установках сбора и подготовки газа и промысловых трубопроводах; в транспортировке газа — при авариях на *линейной части* газопроводов, *компрессорных станциях*, *газораспределительных станциях*; в подземном хранении газа — при авариях наземного оборудования и коммуникаций; в переработке газа и жидких углеводородов — при авариях технологич. оборудования и коммуникаций; в распределении газа — при авариях на *газораспределительных сетях*.

Технологические П. связаны с осуществлением различных технологич. операций и вызваны несовершенством или неудовлетворительным технич. состоянием технологич. оборудования, а также нарушением технологии его обслуживания, приводящим к *выбросам* и утечкам газа в атмосферу, в т. ч.: утечки газа через неплотности запорно-регулирующего и технологич. оборудования; сквозные повреждения труб и оборудования; неплотные соединения в импульсных линиях; избыточные сбросы газа в атмосферу при проведении технологич. операций, профилактич. и ремонтных работ, связанных с опорожнением и продувкой труб и технологич. оборудования. Особый вид технологич. П. представляют П. газа, связанные с его растворением в жидкостях, участвующих в технологич. процессах, и с *фазовыми переходами* (выпадением *газового конденсата*).

Пластовые П. связаны с нарушениями герметичности пластов-коллекто-

ров газа и жидких углеводородов, приводящими к выходу газа за пределы разрабатываемой залежи, иногда к образованию техногенных залежей. Герметичность пластов-коллекторов может быть нарушена в результате допущенных отклонений от проектной технологии разработки м-ния и ошибок в определении зон перфорации продуктивных скважин. Особым видом пластовых П. являются П. газа, связанные с выпадением *газового конденсата* в пласте. К пластовым П. относятся также безвозвратные перетоки и утечки газа на подземных хранилищах (см. в ст. *Перетоки газа*).

П. газа и конденсата выявляют по всем стадиям производств. процесса и изыскивают методы борьбы с ними. Осн. направление в снижении П. — разработка и реализация системы организационных, технич. и технологич. мероприятий по всей технологич. цепочке — от бурения скважин до переработки и распределения газа потребителям.

Организационные мероприятия включают совершенствование учета П. и нормативно-технич. документации по выявлению и снижению П., повышение квалификации персонала.

С помощью технич. мероприятий создают и внедряют технич. средства, обеспечивающие выявление, количеств. определение и снижение П. газа (напр., передвижные газоперекачивающие агрегаты для перекачки газа из ремонтируемых участков газопроводов в действующие).

Технологич. мероприятия сводятся к разработке и внедрению технологич. процессов, обеспечивающих снижение П. газа (напр., технология перекачки газа в параллельный газопровод из участков газопроводов, подлежащих опорожнению перед ремонтом). Е. В. Леонтьев.

ПОЧВЕННО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ — науч. информационная система наблюдения, оценки и прогноза изменений состояния почв и почвенного покрова, протекающих под воздействием естественных и антропогенных факторов. П.-э. м. обеспечивает быстрое выявление изменений почв с целью регулирования неблагоприятных процессов и явлений, вызванных хозяйств. деятельностью человека. Одновременно он является основой для прогнозирования и упр. ния состоянием почв, их плодородием, производом с.-х. продукции и способствует обеспечению стабильности и устойчивости социально-экономич. отношений общества и биосферы в целом. П.-э. м. раскрывает объективную картину проявления неблагоприятных, нежелательных (локальных, региональных и глобальных) изменений состояния почв, почвенного покрова и ландшафтов в сравнительно короткие промежутки времени, гл. обр. в результате антропогенных изменений. При этом их глубина станет более понятной в сравнении с фоновым состоянием, к-рое тоже находится под воздействием природных факторов (напр., климатических). П.-э. м. включает три взаимосвязанные составные части (блока): наблюдение за состоянием почв и почвенного покрова и

оценка их изменений во времени и в пространстве; прогноз изменения состояния почв и почвенного покрова во времени и пространстве; научнообоснованные рекомендации по направленному регулированию состояния почв и почвенного покрова с целью повышения потенциально и эффективного плодородия земель, урожайности с.-х. культур, сохранения и улучшения экологич. условий. Осн. положения (принципы) П.-э. м.: комплексность, непрерывность, достоверность и сопряженность наблюдений (контроля), а также иерархичность и сопряженность. Комплексность изучаемых параметров, свойств, режимов и процессов подразумевает совокупность почвенно-химич., морфогенетич., агрохимич., физико-химич., агрофизич. и гидромелиоративных свойств почв, за к-рыми необходимо проводить наблюдения (контроль) в процессе мониторинга. Непрерывность наблюдений (контроля) за состоянием почв и почвенного покрова имеет временной и смысловой аспекты. Под первым понимают такой режим временных, сезонных и годовых циклов наблюдений, к-рый соответствует возможностям методологии экспериментального слежения за темпами происходящих изменений в природной среде. При этом длительность непрерывных наблюдений должна быть достаточной для однозначного понимания происходящих явлений. Второй аспект непрерывности заключается в единстве и неразрывности науч. процесса «наблюдение – оценка – прогноз – регулирование». В связи с тем, что в основе мониторинга заложено сравнение свойств почв до и после или в процессе антропогенного воздействия, все изучаемые (контролируемые) параметры должны определяться с достаточной достоверностью, перекрывающей пространственное и внутрипочвенное варьирование. Сравнение состояния почв и почвенного покрова во времени также должно сопровождаться оценкой достоверности их различий. Наблюдение за состоянием почв и почвенного покрова должно проводиться сопряженно, одновременно на наиболее распространенных структурах почвенного покрова. Поскольку почва является составной частью биосферы, то П.-э. м. представляет собой звено биосферного мониторинга. С др. стороны, можно выделить специфич. виды мониторинга (напр., засоленных или орошаемых почв). Принцип сопряженности элементарных геохимич. ландшафтов определяет необходимость сопряженного анализа состояния автоморфных, транзитных и аккумулятивных элементарных геохимич. ландшафтов и их почвенного покрова.

Организация и проведение П.-э. м. проводится в четыре этапа. На 1-м этапе предварительно обследуют территории и объекты предполагаемого мониторинга, собирают имеющийся материал по почвенному, геоморфологич., геологич., гидрогеологич., почвенно-мелиоративному картографированию и др. материалы, позволяющие в совокупности провести предварительную оценку объектов мони-

торинга. Первый этап мониторинга дает возможность оценить состояние почв, почвенного покрова, интенсивность и глубину развития негативных процессов.

На 2-м этапе по результатам 1-го этапа выбирают объекты мониторинга, в к-рые должны быть включены фоновые или эталонные участки, не подверженные антропогенному влиянию или подверженные в миним. степени (напр., заповедники, заказники). При выборе объектов наблюдений биогеохимич. части мониторинга обращают внимание на элементы и соединения-трассеры, отображающие общие масштабы загрязненности и обладающие свойствами концентрироваться на экосистемных барьерах (напр., свинец, накапливающийся одновременно в гумусовом слое почвы, растениях, продуктах питания и организме человека). Третий этап – это организация и проведение наблюдений в пространстве и во времени на выбранных объектах. Для этого определяют предварительный перечень контролируемых параметров, устанавливают объемы работ, определяют методы их выполнения. Четвертый этап связан с оценкой полученной информации, разработкой методов хранения ее, составлением прогноза состояния почв и рациональных приемов его регулирования. Сюда же относится и оперативное предупреждение (информирование) землепользователей и землевладельцев о негативных изменениях в состоянии почв, их покрова и в урожайности культур.

Стационарная форма мониторинга реализуется посредством проведения комплексных исследований на стационарных участках по расширенной программе. Стационарный участок должен включать группу достаточных для длительных наблюдений опытных площадок со всем многообразием видов почв исследуемой территории. Размеры экспериментальных участков устанавливают в зависимости от протяженности и состояния почвенных ареалов, длительности наблюдений, видов режимных исследований и их периодичности.

Маршрутная форма мониторинга проводится по заранее выбранным маршрутам и по сокращенной программе, в к-рой основное внимание уделяется наиболее надежным диагностич. показателям, имеющим динамичный характер изменения во времени (напр., щелочно-кислотный в окислительно-восстановительных условиях, уровень грунтовых вод, минерализация почвенного раствора, дренажный сток и др.). Маршрутная форма – это один из вариантов оперативного контроля. Периодичность маршрутов 1–2 раза за вегетативный период.

Информационную основу сплошного обследования (сплошного мониторинга) составляют планово-картографич. инвентаризационные материалы и агрохимич. картограммы, полученные в результате периодич. обследований почв. К этой форме относится *аэрокосмический мониторинг* (дистанционный).

Выбор диагностич. показателей (контролируемых параметров) является наиболее важным в П.-э. м. Всю совокуп-

ность показателей изменения почвенно-экологич. среды целесообразно объединить в три группы: показатели ранней диагностики развития негативных процессов (ферментативная активность, интенсивность дыхания и азотофиксирующая способность, окислительно-восстановительный потенциал, кислотность, плотность и фильтрация почв, минерализация почвенного раствора, дренажных и грунтовых вод и др.) фиксируются неск. раз в год; показатели, отражающие более устойчивые изменения почв (кол-во и качество гумуса, валовое содержание элементов питания растений и тяжелых металлов, структура почвенного покрова, продуктивность агро- и природных ценозов) снимаются 1 раз в 2–5 лет; показатели устойчивых и глубоких изменений свойств почв (изменение соотношения тонкодисперсных и более крупных фракций гранулометрич. состава и др.) регистрируются 1 раз в 5–10 лет. Набор контролируемых параметров не может быть единым для всех почв, поскольку каждый тип характеризуется специфич. свойствами и особенностями. Состав контролируемых параметров определяется спецификой конкретного П.-э. м. и масштабами проявления негативных воздействий.

Л. В. Шарихин

ПРЕВЭНТОР (от лат. praevenio – предупреждаю) – приспособление, устанавливаемое на устье скважины для герметизации и предупреждения выброса из нее жидкости или газа. Осн. параметры П. условный поход 100–680 мм; рабочее давление 7–105 МПа. Различают П. плашечные, кольцевые и вращающиеся.

Плашечный П. должен обеспечивать расхаживание труб между замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при рабочем давлении при закрытии трубных плашек на односторонней части неподвижной трубы или глухих плашек при отсутствии колонны. Имеет металлич. корпус, внутри к-рого перемещаются плашки с уплотнениями для бурового ствола или сплошные для перекрытия всей площади сечения скважины. При вскрытии пластов с *аномально высоким пластовым давлением* и повышенным содержанием сероводорода > 6%, а также на всех морских скважинах устанавливается П. с перерезывающими плашками, к-рый должен обеспечивать перерезание *бурильной трубы* в соответствии с нормативно-технич. документацией на *противовыбросовое оборудование*. Кроме того, плашки должны обеспечивать возможность подвешивания *бурильной колонны* длиной, равной проектной глубине скважины.

Кольцевой П. должен обеспечивать расхаживание, проворачивание и протягивание бурильных труб с замковыми соединениями, а также герметизацию устья скважины при рабочем давлении при закрытии уплотнителя на любой части бурильной колонны, обсадных или *насосно-компрессорных труб* или при отсутствии колонны труб.

Вращающийся П. используется при бурении скважин с обратной цирку-

ляцией, с давлением до 3,5 МПа, с продавкой скважины газом или воздухом и т. п.

К. И. Джафаров.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ОЦЕНЕННЫЕ ЗАПАСЫ, см. в ст. *Запасы*.

ПРЕДВЕРХОЙНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Хатангско-Вилюйская нефтегазоносная провинция*.

ПРЕДГОРНЫЙ ПРОГИБ, см. *Краевой прогиб*.

ПРЕДЕЛ ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТИ (взрываемости) газовой смеси – определенный для каждого газа предел концентрации, при котором газозвушная смесь может воспламениться (взрываться).

Различают нижний (K_n) и верхний (K_v) концентрационные П. в.

Нижний П. в. соответствует миним. кол-ву газа в смеси, при котором происходит их воспламенение (при зажигании). Верхний П. в. соответствует миним. кол-ву газа в смеси, при котором происходит самопроизвольное (без притока теплоты извне) распространение пламени (самовоспламенение). Эти же пределы соответствуют условиям взрываемости газозвушных смесей.

П. в. для наиболее распространенных газов в смесях с воздухом (% об.): для H_2 – K_n равен 4,0 и K_v – 94,0; соответственно для CO – 12,5 и 94,0; CH_4 – 5,0 и 61,0; C_3H_8 – 2,2 и 55; C_3H_{10} – 1,7 и 49,0.

А. И. Плужников.

ПРЕДЕЛЬНАЯ БЕЗВОДНАЯ ДЕПРЕССИЯ – макс. значение *пластовой депрессии*, при которой еще не происходит прорыв на забой скважины *конуса пластовой воды* или *водяного языка*.

Начальная П. б. д. устанавливается при спец. испытаниях скважины, прогноз ее изменения рассчитывается с помощью математич. моделей. При уменьшении *пластового давления* П. б. д. уменьшается. При одинаковых П. б. д. для вертикальных и горизонтальных скважин предельный дебит последних значительно выше.

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ (ПДК) – показатель безопасного уровня содержания *загрязняющих веществ* в окружающей среде. Соответствует макс. кол-ву вредного вещества в единице объема или массы, которое при ежедневном воздействии в течение неограниченного времени не вызывает к.-л. изменений в организме человека и неблагоприятных наследств. изменений у потомства, а также не приводит к нарушению нормального воспроизведения осн. звеньев экологич. системы природного объекта. ПДК – это экологич. норматив. Как правило, ПДК разрабатываются органами Мин-ва здравоохранения для предприятий, на которых происходит контакт конкретного вредного вещества с теми или иными элементами окружающей среды. Согласно законодательству, соблюдение требований ПДК обязательно на всей терр. России. Отведение в окружающую среду вредных веществ с неустановленными величинами ПДК не допускается.

Для санитарной оценки воздушной среды используется ряд показателей. ПДК вредного вещества в воздухе *рабо-*

чей зоны (mg/m^3) не должна вызывать у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья в течение всего рабочего стажа или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. ПДК в воздухе населенных мест (mg/m^3) – макс. его концентрация, отнесенная к определенному периоду осреднения (30 мин, 24 ч, месяц, год), не оказывающая ни прямого, ни косв. воздействия на организм человека, включая отдаленные последствия для настоящих и последующих поколений, не снижающая работоспособности и не ухудшающая его самочувствия.

ПДК в водных объектах – концентрация загрязняющих веществ в воде, выше которой она становится не пригодной для одного или нескольких видов *водопользования*. Для водоемов санитарно-бытового назначения – это макс. концентрация, которая не оказывает прямого или опосредствованного влияния на состояние здоровья настоящего и последующих поколений при воздействии вредного вещества на организм человека в течение всей его жизни и не ухудшает гигиенич. условия водопользования населения. ПДК вредного вещества в воде водных объектов (речных и морских), используемых для рыбохозяйств. целей, – макс. концентрация вещества, которая наряду с исключением вредного влияния на организм человека не оказывает к.-л. негативного воздействия на воспроизведение осн. звеньев экологич. цепочки водоема, к которой относятся пелагич. и придонные ракообразные и рыбы. Для загрязняющих веществ водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования установлено св. 1500 ПДК, а для рыбохозяйств. значения св. 1000 ПДК.

Для оценки санитарного состояния почв установлена система соответствующих показателей. Один из них – ПДК химич. вещества в почве – макс. кол-во его, исчисляемое в mg/kg пахотного слоя абсолютно сухой почвы, не вызывающее прямого или опосредствованного влияния на здоровье человека и самоочищающую способность почвы. Обоснование ПДК химич. веществ в почве базируется на 4 осн. показателях вредности, устанавливаемых экспериментально и характеризующих: транслокационный – переход вещества из почвы в растение; миграционный водный – способность перехода вещества из почвы в грунтовые воды и водоисточники; миграционный воздушный – переход вещества из почвы в атм. воздух; общесанитарный – влияние загрязняющего вещества на самоочищающую способность почвы и ее биологич. активность. При этом каждый из путей воздействия оценивается количественно с обоснованием допустимого уровня содержания вещества по каждому показателю вредности. Наименьший из обоснов. уровней содержания является лимитирующим и принимается за ПДК.

Для каждого загрязняющего вещества законодательно устанавливается ПДК, кроме того, в списках ПДК указываются класс опасности загрязняющего вещества и лимитирующий показатель вредности.

Для осн. загрязнителей газовой отрасли установлены след. значения максимальной разовой ПДК вредных веществ в атм. воздухе населенных пунктов (mg/m^3): метан (CH_4) – 50,0; оксиды азота (NO_x) – 0,085; угарный газ (CO) – 5,0; сернистый ангидрид (SO_2) – 0,5; сероводород (H_2S) – 0,008; *меркаптаны* – одорант – $5 \cdot 10^{-5}$.

Л. В. Шарихина.

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ВЫБРОС (ПДВ) в атмосферу – научно обоснованная технич. норма *выброса* пром. предприятием вредных химических веществ, обеспечивающая соблюдение требований санитарных служб по чистоте атм. воздуха населенных мест и промышленных площадок.

ПДВ *загрязняющих веществ* в атмосферу устанавливаются для каждого источника загрязнения при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников города или другого населенного пункта (с учетом перспективы развития пром. предприятий и рассеивания вредных веществ в атмосфере) не создадут приземную концентрацию, превышающую их *предельно допустимые концентрации* для населения, растительного и животного мира. При этом должно выполняться соотношение: $C/PDK \geq 1$, где C – расчетная концентрация вредного вещества в приземном слое атмосферы от всей суммы источников загрязнения, включая фоновые.

ПДВ (в г/с) устанавливаются для времени года и полной нагрузки технологич. и газоочистного оборудования и их нормальной работы, сочетание которых дает макс. приземные концентрации. При расчетах ПДВ учитываются след. параметры: характеристика источников выбросов (одиночная дымовая труба или группа труб, объем и темп-ра выбрасываемых газов, высотные или наземные источники и т. п.); свойства выбрасываемого вредного вещества; метеорологич. параметры (скорость и направление ветра, повторяемость штилей, характер температурной стратификации); топографич. особенности района (возвышенность или низина, застройка); фоновые концентрации вредных веществ в атмосфере и др.

Разработаны расчеты рассеивания вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий газовой отрасли, что позволяет уже на стадии проектирования предусмотреть мероприятия, обеспечивающие нормативную чистоту воздушного басс. и определить наиболее выгодную совокупность этих мер, включая определение ПДВ, требуемую степень очистки, систему регулирования выбросов.

Осн. значения ПДВ (макс., разовые, контрольные) устанавливаются при условии полной нагрузки технологич. и газоочистного оборудования и их нормальной работы и не должны превышать в любой 20-минутный период времени. Норматив ПДВ – обязательный элемент разрешений на выброс в окружающую среду, выдаваемых гос. органами предприятиям.

Л. В. Шарихина.

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ДЕБИТ — макс. дебит скважины, при котором возможна её эксплуатация без к.-л. технологических (разрушение пласта, обводнение и пр.) или технических (смятие буровых колонн, отказ подземного оборудования и пр.) осложнений.

Этому дебиту соответствует максимально допустимая пластовая депрессия (МДД). Величины П. д. д. и МДД изменяются при снижении *пластового давления*, устанавливаются при спец. исследованиях скважин (см. *Геодинамические явления*) и прогнозируются с использованием спец. математич. моделей.

Лит.: Стрижов И. Н., Ходанович И. Е., Добыча газа, М. — Л., 1946; Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995.

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ СБРОС (ПДС) — масса загрязняющего вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения норм качества воды в контрольном пункте.

Величины ПДС используются для контроля за соблюдением установленных режимов сброса сточных вод в водные объекты. Нормы качества воды в водных объектах достигаются путем реализации комплекса водоохраных мероприятий.

Если нормы качества воды не могут быть достигнуты из-за воздействия природных факторов, то величины ПДС устанавливаются исходя из условий сохранения в контрольном пункте сформированного природного фоновое качества воды.

В общем виде величина ПДС (г/ч, т/год) с учетом требований к составу и свойствам воды в водных объектах для всех категорий *водопользования* определяется по формуле:

$$ПДС = G \cdot C_{ПДС},$$

где G — макс. часовой расход сточных вод, м³/ч; $C_{ПДС}$ — допустимая концентрация вещества в сточных водах, г/м³.

Величина $C_{ПДС}$, необходимая для расчетов ПДС, должна обеспечивать нормативное качество воды в контрольных створах в соответствии с видом *водопользования*.

Существуют два подхода к расчету ПДС: при сбросе сточных вод в черте населенного пункта, а также в случае исходного загрязнения водного объекта значение $C_{ПДС}$ принимается на уровне *предельно допустимой концентрации* (ПДК). В др. случаях при учете разбавления сточных вод водой принимающего их водного объекта величина $C_{ПДС}$ находится по осн. расчетной формуле:

$$C_{ПДС} = n(C_{ПДК} - C_{ф}) + C_{ф},$$

где $C_{ПДК}$ — предельно допустимая концентрация загрязняющего вещества в воде водотока; $C_{ф}$ — фоновая концентрация загрязняющего вещества в водотоке выше выпуска сточных вод; n — кратность общего разбавления сточных вод в водотоке.

В практике расчета ПДС предприятия отрасли в осн. применяют первый метод расчета, т. е. при условии исходного загрязнения водного объекта и недопустимости его дальнейшего загрязнения.

При установлении ПДС принимается во внимание сумма концентраций загрязняющих веществ по лимитирующему показателю вредности (ЛПВ) — наименьшей безвредной концентрации вещества в воде. Для всех веществ при рыбохозяйств. водопользовании и для веществ 1-го и 2-го класса опасности при хозяйственно-питьевом и коммунально-бытовом водопользовании ПДС устанавливается так, чтобы для веществ с одинаковым ЛПВ, содержащихся в воде водного объекта, соблюдалось условие:

$$\sum \frac{C_i}{ПДК_i} \leq 1.$$

Расчетный метод ПДС с учетом токсичности сточных вод предполагает охват всех присутствующих в воде загрязняющих веществ. В отрасли в сбросах нормируется в ср. 15–20 ингредиентов, а контрольными анализами их обнаружено до 100 наименований с учетом продуктов трансформации и комплексообразования. Важнейший элемент разработки ПДС — выбор приоритетных показателей качества воды, перечень к-рых должен соответствовать качеству воды водного объекта рассматриваемого региона.

Нормы ПДС разрабатываются для действующих и проектируемых предприятий-водопользователей самими предприятиями, н.-и., проектными организациями и утверждаются территориальными органами Мин-ва природных ресурсов России.

Н. В. Попадьюк.

ПРЕДЕЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ ГАЗОПРОВОДА, см. в ст. *Надежность газопровода*.

ПРЕДЕЛЬНЫЙ ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ — миним. значение *пластовой депрессии*, при к-рой начинается фильтрация неньютоновской жидкости, характеризующейся наличием у нее предельного напряжения сдвига. Для неньютоновской жидкости П. г. д. характеризует перепад давления, к-рый надо приложить к ней для того, чтобы она начала двигаться.

П. г. д. входит в осн. законы фильтрации (закон *Дарси* и *нелинейный закон фильтрации* Дююи — Форхгеймера) в виде дополнительного постоянного члена. *Фильтрация* начинается при достижении градиента (перепада) давления, большего П. г. д. В общем случае он прямо пропорционален предельному напряжению сдвига жидкости и обратно пропорционален корню квадратному из проницаемости.

В экспериментальных исследованиях на керне фильтрации газа в водонасыщенных коллекторах с содержанием глинистого материала обнаружен эффект, аналогичный эффекту проявления П. г. д. Физич. сущность этого псевдоэффекта П. г. д. отличается от П. г. д. для неньютоновских жидкостей тем, что он не связан со структурными особенностями

вязкости газа (отсутствие предельного напряжения сдвига для газовой фазы) и связан с физико-химич. свойствами поровых каналов в глинистых водонасыщенных пористых средах. Особенно эти эффекты проявляются в низкопроницаемых коллекторах с очень тонкими поровыми каналами при наличии в них водной фазы (водонасыщенности).

Экспериментально установлено, что П. г. д. зависит от величины эффективного давления (см. в ст. *Пластовое давление*). При снижении пластового давления (т. е. увеличении эффективного давления) происходит увеличение П. г. д.

Проявление П. г. д. в разных частях залежи при ее разработке может приводить к разл. условиям их *дренирования*. Участки залежи с разл. *коллекторскими свойствами* из-за проявления П. г. д. могут не участвовать в процессе дренирования, если падение пластового давления (ΔP) меньше П. г. д.; подключаться к дренированию (если $\Delta P > П. г. д.$); отключаться из процесса дренирования при падении пластового давления (если рост П. г. д. опередит падение пластового давления).

Все эти процессы изучаются и моделируются на соответствующих моделях.

Лит.: Басинев К. С. и др., Подземная гидромеханика, М., 1993; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Завид

ПРЕДПАТОМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Турецкая нефтегазоносная провинция*.

ПРЕДПУСКОВОЕ ИСПЫТАНИЕ малых стальных трубопроводов — проверка работоспособности газопроводов и повышение их надежности за счет выявления опасных дефектов. П. и. — завершающий этап стр-ва трубопроводов.

П. и. объединено общими технологич. и организационными решениями с др. завершающими процессами стр-ва газопроводов в едином комплексном процессе и включает: очистку полости газопровода, контроль его проходного сечения; испытание на прочность и проверку на герметичность; удаление воды, осушку полости (при гидравлич. и комбинированных испытаниях).

В П. и. также входят подготовительные, промежуточные и заключительные работы.

Контроль проходного сечения газопровода и осушку полости выполнял по требованию заказчика, проведение остальных процессов обязательно для всех строящихся в эксплуатацию *магистральных газопроводов*.

Для повышения эффективности П. и. в ходе стр-ва газопровода принимаются меры по защите его полости от загрязнения, осуществляют предварительную очистку полости протягиванием механич. очистного устройства при сборке и сварке труб или секций в нитку газопровода, выполняют предварительное испытание стеновых узлов *запорной арматуры* и др. предварительные работы.

Очистку полости газопровода выполняют промывкой, продувкой ил

вытеснением загрязнений в потоке жидкости

Промывку и продувку газопроводов с пропуском очистных или разделительных устройств допускается производить на газопроводах диаметром менее 219 мм и на трубопроводах любого диаметра при наличии круглопрофильных вставок радиусом менее 5 диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее 1 км. В остальных случаях осуществляют пропуск очистных или разделительных устройств (поршней).

При промывке пропуск поршня по газопроводу осуществляется под давлением воды, закачиваемой для гидравлич. испытания, со скоростью не менее 1 км/ч. Передвижению для смачивания и размытия загрязнений заставляют воду в объеме 10–15 от объема полости очищаемого трубопровода. Пропуск поршня в процессе промывки обеспечивает удаление из газопровода не только загрязнений, но и воздуха. Промывка считается законченной после прихода неразрушенного очистного устройства в камеру приема.

Скорость потока жидкости при промывке газопровода без пропуска поршня должна составлять не менее 5 км/ч. Промывка без пропуска поршня считается законченной, когда из сливного патрубка вытекает струя незагрязненной жидкости.

Продувку выполняют сжатым воздухом или природным газом. Воздух для продувки подают из ресивера (соседнего заглушенного участка газопровода, в который предварительно закачивают воздух до расчетного давления) или от высокопроизводительных компрессорных установок на базе авиационных двигателей, природный газ – из действующего газопровода или другого источника газа.

Ресивер для продувки создается на прилегающем участке газопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой. Диаметр перепускной (обойденной) линии должен быть равен диаметру продуваемого участка. Участок газопровода следует продувать с последовательным пропуском 3 поршней.

Применяемая технология продувки предусматривает установку продувочного патрубка в начале очищаемого участка, через который вылетают загрязнения и очистный поршень. При этом скорость поршня, продуваемого по подземному или наземному газопроводу, не должна превышать 70 км/ч, а по наземному – 10 км/ч.

В целях исключения загрязнений окружающей среды рекомендуется осуществлять продувку со сбором загрязнений в конце очищаемого участка. Для этого устанавливается камера приема поршней и загрязнений. Поршни должны быть оборудованы очистными и герметизирующими элементами и перемещаться по газопроводу со скоростью не более 5 м/с, а по выходе к камере приема – 1 м/с.

Продувка без пропуска очистных устройств осуществляется скоростным потоком воздуха или газа. Протяженность участка газопровода, продуваемого без пропуска поршней, не должна превышать 5 км.

Продувка с пропуском поршней считается законченной, когда пропущены (вылетели из продувочного патрубка или пришли в камеру приема) 3 поршня, а продувка без пропуска поршней – когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

Очистка полости газопровода вытеснением загрязненной в скоростном потоке воды осуществляется в процессе удаления воды после гидроиспытания с пропуском под давлением сжатого воздуха или газа поршня-разделителя со скоростью не менее 5 км/ч.

С целью выявления вмятин, гофр, овальностей и др. нарушений геометрич. формы газопровода, препятствующих прохождению снарядов-дефектоскопов, после очистки полости по требованию заказчика проверяют проходное сечение газопровода путем пропуска поршня-калибра. Размер калибровочной пластины должен составлять 0,95 часть от диаметра газопровода. Поршень-калибр оборудуют прибором, обеспечивающим его обнаружение в случае застревания. Пропуск поршня-калибра осуществляют аналогично пропуску очистных поршней при продувке или промывке. Калибровка считается законченной, когда поршень-калибр поступил в камеру приема и на калибровочной пластине отсутствуют повреждения.

П. и. на прочность газопроводов выполняют гидравлич., пневматич. или комбинированным способом.

При гидравлическом П. и. давление в газопроводе создают водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания.

До 1998 газопроводы испытывали на давление 1,1 от рабочего давления ($P_{раб}$) в верх. точке участка и не более гарантированного заводом испытательного давления ($P_{зав}$) в ниж. точке. Время выдержки под давлением при гидравлич. испытании на прочность – 24 ч, при пневматическом – 12 ч. Участки газопроводов категории В и нек-рые участки категории I испытывали в 2 или в 3 этапа давлением 1,25 $P_{раб}$ или 1,5 $P_{раб}$ в течение 6 или 12 ч в зависимости от назначения участка газопровода.

За период 1980–97 треть из общего числа аварий магистральных газопроводов произошла из-за дефектов, к-рые находились в газопроводах до начала их эксплуатации (брака сварочно-монтажных работ, дефектов труб и заводского оборудования). Осн. число аварий (69,8%) наблюдалось в первые 15 лет эксплуатации газопроводов, причем 27,6% аварий произошли в первые 5 лет эксплуатации, а 14,1% – в первые два года эксплуатации. С 1998 предусмотрено П. и. газопроводов повышенным давлением.

В зависимости от величины испытательного давления в ниж. точке участка гидравлич. испытание трубопроводов выполняют с контролем деформаций труб или без этого контроля. Контроль пластической составляющей деформации труб осуществляют по измеряемой зависимо-

сти «приращение объема закачиваемой в трубопровод воды – приращение давления в нем». О величине пластической составляющей деформаций труб судят по отклонению указанной зависимости от линейной (теоретической), рассчитанной при условии отсутствия пластич. деформаций.

П. и. трубопроводов с контролем пластич. деформаций труб (метод стресс-теста) имеет ряд технич. и технологич. особенностей, основные из к-рых: применение высокоточных приборов для измерения расхода закачиваемой в трубопровод воды и давления в нем; разделение трубопровода на более короткие испытательные участки; ограничение перепада высот в пределах испытываемого участка; повышенная производительность опрессовочных агрегатов; более жесткие требования к чистоте воды, закачиваемой в трубопровод опрессовочным агрегатом. Принципиальная схема гидравлич. испытания участка газопровода приведена на рис. 1. Макс. давление испытания (в ниж. точке участка) принимают соответствующим кольцевым напряжением 1,1 от нормативного предела текучести и рассчитывают по формуле:

$$P_{исп} = 2,2\sigma_{0,2}\delta_n/D_{вн},$$

где $P_{исп}$ – макс. давление испытания на прочность, МПа; $\sigma_{0,2}$ – нормативный предел текучести стали трубы, МПа;

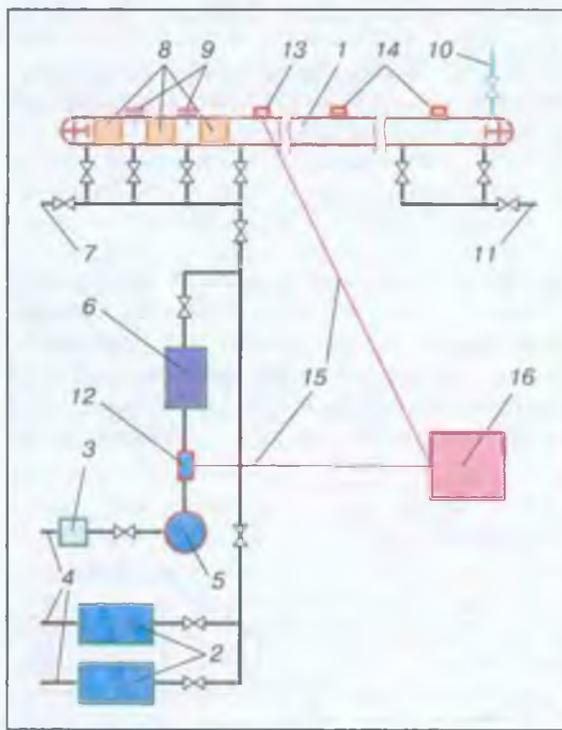


Рис. 1. Принципиальная схема испытания участка газопровода методом стресс-теста: 1 – испытываемый трубопровод; 2 – наполнительный агрегат; 3 – насос низкого давления; 4 – всасывающий патрубок; 5 – резервуар для очистки воды; 6 – опрессовочный агрегат; 7 – шлейф от ресивера; 8 – очистной и разделительные поршни; 9 – стопорное устройство; 10 – свеча для выпуска воздуха; 11 – сливной (перепускной) трубопровод; 12 – блок измерения расхода воды (высокоточный сенсор расхода, датчик темп-ры, преобразователь сигналов); 13 – блок измерения давления (высокоточный датчик давления, датчик темп-ры); 14 – контрольный датчик давления и датчик темп-ры; 15 – кабельные линии; 16 – блок обработки результатов измерений (контроллер, компьютер).

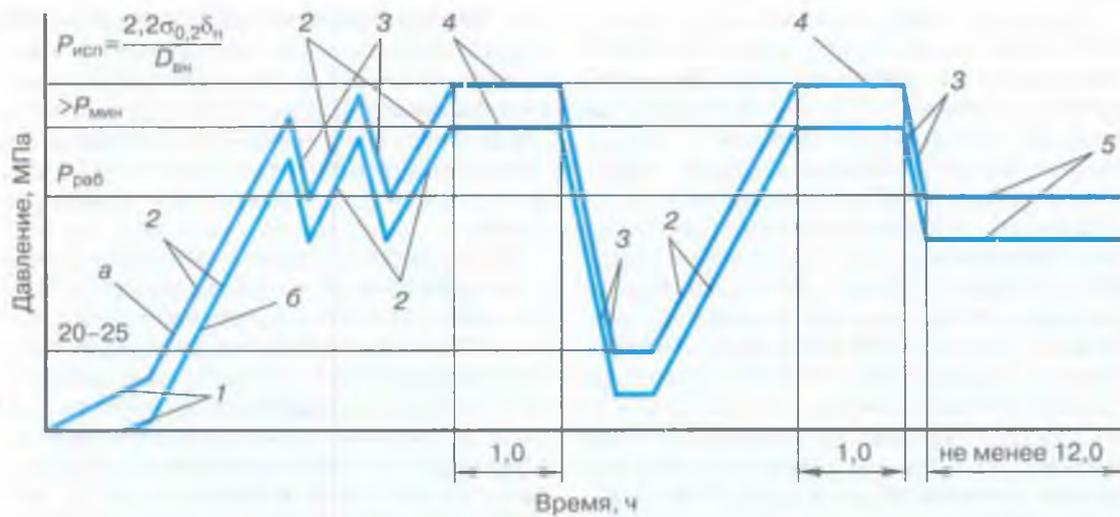


Рис. 2. График изменения давления в трубопроводе при испытании участка методом стресс-теста; а, б — соответственно в нижней и верхней точке участка; 1 — заполнение трубопровода водой; 2 — подъем давления со скоростью 0,01–0,02 $P_{исп}$ в мин; 3 — снижение давления; 4 — испытание на прочность; 5 — проверка на герметичность; $P_{исп}$ — максимальное давление испытания; $P_{мин}$ — минимальное давление испытания; $P_{раб}$ — максимальное рабочее давление в трубопроводе.

δ_n — номинальная толщина стенки трубы с учетом минусового допуска, мм; D_n — наружный диаметр трубы, мм; $D_{вн}$ — внутр. диаметр трубы $D_{вн} = D_n - 2\delta_n$, мм. График изменения давления при испытании газопровода методом стресс-теста приведен на рис. 2.

При испытании газопровода без контроля пластич. деформаций макс. давление испытания $P_{исп}$ принимают соответствующим кольцевым напряжениям 1,05 от нормативного предела текучести (рис. 3).

Миним. давление испытания для участков газопроводов III, IV категорий определяют по формуле:

$$P_{мин} \geq K_n \frac{n}{m} P_{раб},$$

где $P_{мин}$ — миним. давление испытания (в верх. точке участка), МПа; K_n — коэф. надежности по назначению трубопровода; n — коэф. надежности по нагрузке (внутр. давлению в трубопроводе); m — коэф. условий работы трубопровода;

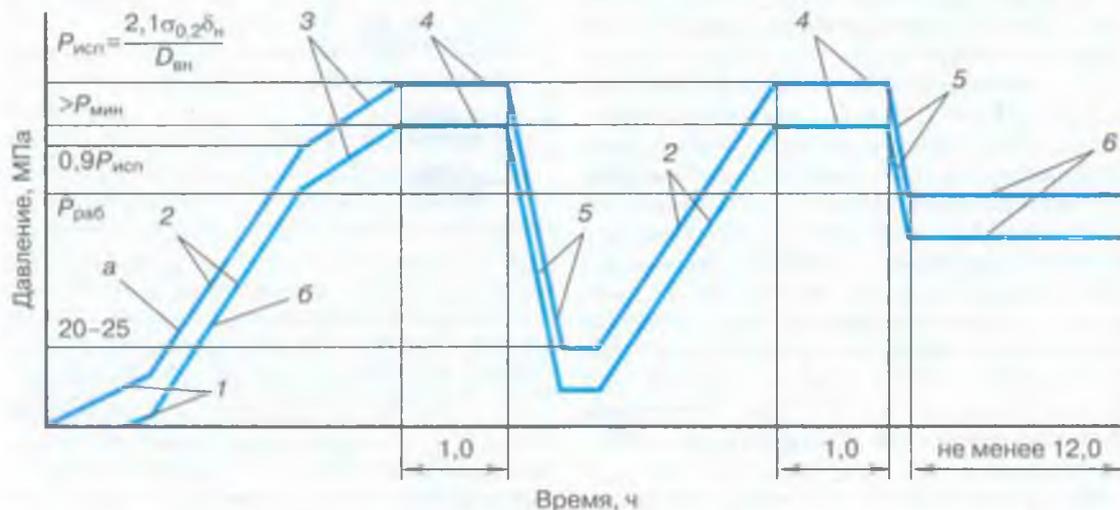


Рис. 3. График изменения давления в трубопроводе при испытании участка без контроля пластических деформаций; а и б — соответственно в нижней и верхней точке участка; 1 — заполнение трубопровода водой; 2 — подъем давления со скоростью не более 0,004 МПа в мин; 3 — подъем давления со скоростью 0,01–0,02 МПа в мин; 4 — испытание на прочность; 5 — снижение давления; 6 — проверка на герметичность; $P_{исп}$ — максимальное давление испытания; $P_{мин}$ — минимальное давление испытания; $P_{раб}$ — максимальное рабочее давление в трубопроводе.

$P_{раб}$ — макс. рабочее давление в трубопроводе, устанавливаемое проектом, МПа. Значения K_n , n и m берут из нормативного документа.

При П. и. на прочность строящихся газопроводов выполняют два полных цикла нагружения газопровода. Время выдержки газопровода под давлением испытания на прочность составляет 1 ч на каждом цикле. Участки газопроводов категории В и некоторые участки категории I испытывают давлением не ниже 1,5 от рабочего давления.

Проверку на герметичность участков трубопроводов проводят давлением в ниж. точке трассы, равным макс. рабочему давлению в течение времени, необходимого для осмотра трассы и выявления утечек, но не менее 12 ч.

Пневматическое П. и. применяют при прокладке газопроводов в условиях вечной мерзлоты и в горн. условиях. Испытательное давление в газопроводе создают воздухом или природным газом.

Комбинированный способ П. и. используют в горн. условиях, когда не-

возможно выполнить гидравлич. испытание из-за большой разности отметок и отсутствуют мощные передвижные компрессорные установки высокого давления для проведения статич. испытания. При комбинированном испытании в участке газопровода воздухом или природным газом создают максимально возможное давление, затем поднимают давление до испытательного водой, закачиваемой опрессовочными регатами.

Для удаления воды после испытания под давлением сжатого воздуха или природного газа последовательно пропускают поршни-разделители в два этапа: предварительный — удаление объема воды поршнем-разделителем; контрольный — окончательное удаление воды из газопровода поршнем-разделителем.

Удаление воды после испытания участка газопровода комбинированным способом осуществляют в два этапа: предварительный слив воды под давлением природного газа или воздуха через установленные патрубки; с помощью поршней-разделителей, перемещаемых по газопроводу под давлением воздуха или газа. Скорость перемещения поршня-разделителя при удалении воды должна быть не менее 5 км/ч.

Осушку полости газопровода производят по требованию заказчика химическим природным газом или воздухом с помощью метанольной пробки или откачкой воздуха из газопровода (вакуумом).

Наиболее эффективными являются комплексные процессы испытания газопроводов с использованием только одной рабочей среды: напр., продувка и испытание воздухом (рекомендуется в условиях вечной мерзлоты и в горн. условиях); промывка и гидроиспытание (основной процесс, рекомендуется для большинства участков газопроводов); гидроиспытание и очистка полости вытеснением загрязнений в скоростном потоке удаляемой газопровода воды (рекомендуется в условиях отрицательных темп-р на уровне заложения газопровода).

З. Т. Галиуллин, С. В. Карпов, М. И. Ковалев

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ для катодной защиты — устройства, преобразующие переменный ток пром. частоты в высокочастотный ток катодной защиты. Используются в установках катодной защиты в качестве источника тока для поляризации защищаемого сооружения. В структурной схеме П. входят: силовой понижающий трансформатор; выпрямительный блок управления; фильтр радиопомех; защита от атм. и коммутационных перенапряжений; приборы контроля и стабилизирующий фильтр на выходе устройства.

Для П. характерны: широкий диапазон регулирования выходного напряжения (0–100 В); стабилизация выходных потенциалов труба — земля или величина тока защищаемого объекта; специальные требования к схеме управления (низкое входное сопротивление, помехоустойчивость, широкий динамич. диапазон).

тивно реактивный характер нагрузки; наличие посторонних электродвижущих сил в нагрузке (положительных и отрицательных); сильное влияние грозовых разрядов со стороны нагрузки и питающей сети; предельно жесткие условия эксплуатации; работа на открытом воздухе при прямом воздействии окружающей среды, в разл. климатич. зонах; работоспособность при нестабильности питающего напряжения по амплитуде и по времени; высокая надежность, допускающая значительные перерывы в периодич. обслуживании и ремонте; необходимость дистанционного регулирования и контроля на особо ответств. участках трубопроводов: высокие уровни пульсаций (менее 3%) выходного тока; ограничение промышленных радиопомех на уровне не более 60 дБ в диапазоне 0,15–0,5 МГц на входе П. и не более 74 дБ на его выходе.

По схемным решениям П. можно разделить на 4 группы: простейшие выпрямители с регулированием выходного напряжения путем переключения отпаек на обмотке силового трансформатора; тиристорные выпрямители с плавным ручным регулированием выходного напряжения путем изменения угла отсечения тиристоров; тиристорные выпрямители с автоматич. поддержанием заданного потенциала сооружения или заданного тока защиты; транзисторные П. с снижением частоты питающей сети и последующим выпрямлением (инверторные П.). Широкий выбор схемных вариантов и конструктивных исполнений П. позволяет оптимизировать использованные аппаратуры для разл. схем катодной защиты в разл. условиях эксплуатации.

Лит.: Газовое оборудование, приборы и арматура М. 1985; Каталог средств катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений, М., 2000.

Н. А. Петров.

ПРИВЕДЁННЫЕ ПАРАМЕТРЫ природного газа, см. в ст. *Критическое состояние*.

ПРИЁМНОСТЬ СКВАЖИНЫ – характеристика магнетальной скважины, позволяющая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт. Определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени. П. зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины, совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида. В технологии расчета П. используется также коэффициент П.с. – отношение кол-ва рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Рабочий агент измеряется на поверхности с помощью счетчиков или расходомеров и др. приборов, устанавливаемых на кустовых насосных станциях, водоразделительных пунктах или на входе скважины и (или) в скважине, в верхней перфорации пласта-коллектора (с помощью глубинных расходомеров, спускаемых на кабеле). В последнем случае строится профиль приемности вскрытого пласта (пластов), представляющий собой зависимость рас-

хода жидкости или газа от глубины, на к-рой производятся измерения (интегральный профиль). Данные о П.с. используются при проектировании и регулировании разработок м-ний, в пласты к-рых производится закачка рабочих агентов (с целью вытеснения нефти водой, горячим паром, газом и др.); при создании *подземных хранилищ газа* и др.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПРИЁМНИК СТОЧНЫХ ВОД, стокоприемник, – водный объект, в к-рый сбрасываются сточные воды (структура водоотведения по типам стокоприемников показана на рис. к ст. *Сточные воды*). В поверхностные водные объекты и на рельеф местности (овраги, балки) в газовой отрасли сбрасывается более 60% всего объема сточных вод; в разл. накопители, емкости сезонного регулирования и пруды-испарители – ок. 30%; закачка производств. сточных вод в подземные горизонты составляет ок. 7%; остальное кол-во канализуется в др. водохозяйств. системы.

ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА – участок пласта, примыкающий к стволу скважины, в пределах к-рого изменяются фильтрационные характеристики продуктивного пласта в период стр-ва, эксплуатации или ремонта скважины. Изменение фильтрационных характеристик пласта вызывают: перераспределение напряжений в приствольной части скважины, гидродинамич. и физико-химич. воздействие бурового раствора или др. технологич. жидкостей на породу и пластовые флюиды; физико-химич. процессы, вызванные технологией и режимами эксплуатации. Конфигурация, размеры и гидродинамич. характеристики П. з. изменяются в течение всего срока существования скважины. Они определяют гидравлич. связь скважины с пластом и существенно влияют на ее производительность. Конфигурация зоны с измененными гидродинамич. характеристиками пласта в приствольной части скважины не имеет какой-то строгой геометрич. формы, и ее морфология, особенно в коллекторах, сложна и многообразна. Качеств. и количеств. оценку физико-геологич. свойств пласта и гидравлич. сопротивления П. з. дают гидродинамич. исследования скважин. Размеры П. з. измеряются от долей до десятков м. В ряде случаев наблюдается полное разобщение скважины и пласта (в период ее стр-ва, при ремонте и эксплуатации), тогда при опробовании продуктивные объекты не дают продукции. Для предупреждения снижения фильтрационных характеристик П. з. проводят комплекс мероприятий, снижающих давление на пласт при бурении, креплении и ремонте скважины, а также используют технологич. жидкости и композиционные составы, совместимые с породой пласта и флюидами, его насыщающими. Воздействуя на П. з. разл. способами (кислотная обработка, *гидроразрыв пласта* и др.), восстанавливают или повышают ее фильтрационные характеристики.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – расположена в пределах Респ. Калмыкия, Астраханской, Волгоградской, Саратовской, Оренбургской областей (РФ), Атырауской, Уральской и Актыбинской областей (Респ. Казахстан). Общая пл. 500 тыс. км², в т. ч. на терр. России приходится 139 тыс. км². Объем осадочного выполнения превышает 7 млн. км³.

В тектонич. плане провинция приурочена к одноименной синеклизе *Восточно-Европейской платформы*, ограниченной с В. герцинидами Урала, а с Ю. – киммеридами кряжа Карпинского. От платформы провинция отделена Волгоград-Саратовской и Саратовско-Оренбургской системами тектонич. нарушений, контролирующими зону погружения фундамента от 5 до 9 км. Поверхность фундамента погружена до 20–22 км и более в пределах Центрально-Прикаспийской депрессии (ЦПД), где выделяются две протяженные зоны погребенных выступов: внешняя – Астрахано-Актыбинская и внутренняя – Волгоград-Карачаганакская.

Провинция расположена в пределах одноименной синеклизы, в зоне сочленения зон докембрийской (Волго-Оренбургской) и байкальской (Астрахано-Актыбинской) консолидации фундамента. Граница этих зон приурочена к ЦПД, в пределах к-рой располагается зона сокращения земной коры (т. н. базальтовое окно). Аналогичная зона базальтификации земной коры выделяется в пределах акваториальной части нефтегазоносной провинции. Эти зоны связаны с погребенными рифтовыми системами: продолжением Пачеловского авлакогена, Южно-Эмбинским и двумя тройственными узлами – Челкарским и Арал-Сорским, – в пределах к-рых отмечается подъем поверхности Мохоровичича и погружение кровли фундамента.

Формирование блоковой структуры фундамента связано с позднекриптозойским, ранне- и позднепалеозойским этапами рифтогенеза. Выделяются неск. систем глубинных разломов: Саратовско-Гурьевская, Волгоград-Уральская, Гурьев-Актыбинская и др. В последующем реактивизация этих разломов контролировала формирование и локализацию соляных структур: куполов (в т. ч. гигантских) и гряд (в т. ч. кольцевых, линейных и др.).

Прикаспийская НГП является одним из наиболее крупных соляно-купольных регионов мира. Кунгурская соленосная толща ниж. перми обособляет два осн. тектоно-седиментационных комплекса: подсолевой и надсолевой. Поверхность докунгурского подсолевого залеозоя плавно погружается к центр. части впадины (от 3 до 10 км). Осн. объемы галогенных образований сконцентрированы в 1200 соляных куполах, размеры нек-рых достигают 4 тыс. км² (Челкар и др.). Тектонич. строение посткунгурских отложений определяется наличием соляно-купольной тектоники.

Нефтегазогеологич. районирование проводится с учетом строения подсолевого

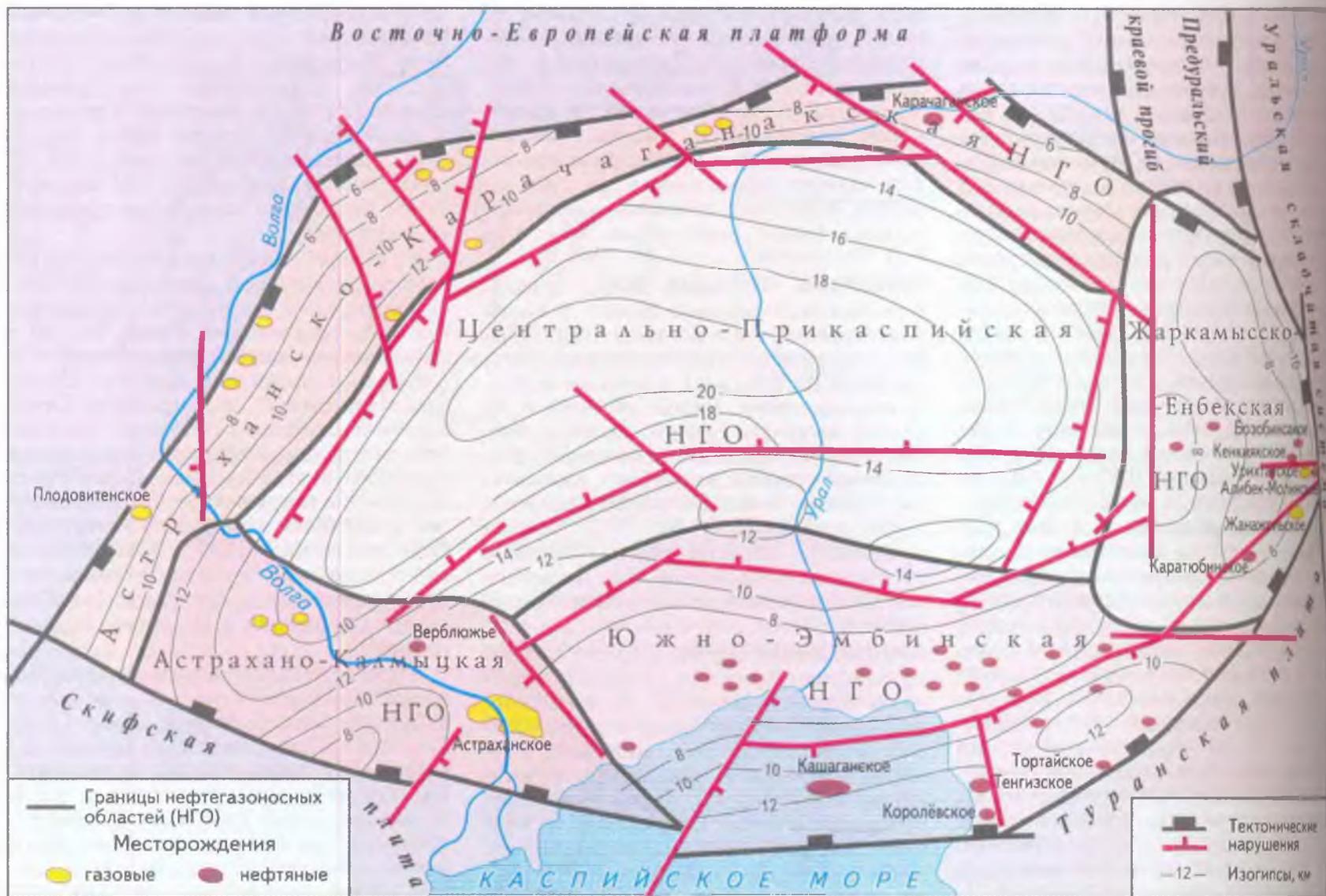


Схема строения фундамента и нефтегазогеологического районирования Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

палеозоя. Выделяются: Волгоградско-Карачаганакская НГО (прибортовая), Центрально-Прикаспийская НГО (ЦПД), Южно-Эмбенская НГО, Жаркамышско-Енбекская НГО (перикратонные прогибы) и Астраханско-Калмыцкая нефтегазоносная область (рис.).

В подсолевом разрезе развиты терригенные и карбонатные образования преим. ср. палеозоя. По данным геофизич. исследований прогнозируется наличие отложений рифея и ниж. палеозоя. Надсолевой комплекс включает отложения от верх. перми до четвертичных.

Пром. нефтегазоносность связана с двумя нефтегазоносными мегакомплексам — подсолевым и надсолевым. Осн. запасы углеводородов приурочены к подсолево-

му палеозою. Линия Атырау – Актюбинск разделяет две зоны: западную – преим. газоносную; восточную – нефтегазоносную. В подсолевой толще отложений выделяются 4 продуктивных комплекса, литология и стратиграфич. объемы к-рых меняются по площади: терригенный – девон (на В. девон – ниж. карбон); карбонатный – верх. девон – ниж. карбон; карбонатный – нижний и ср. карбон (на С. и З. – ср. карбон – ниж. пермь); терригенный – карбон – ниж. пермь. Осн. запасы нефти и газа приурочены к карбонатным комплексам среднего и ниж. карбона.

В надсолевом комплексе выделяются два преим. терригенных нефтегазоносных комплекса (табл.): верхнепермско-триасовый и юрско-нижнемеловой. Не-

значительные скопления газа приурочены к терригенной толще кайнозоя (Позжинское, Царыньское м-ния и др.).

Пром. нефтегазоносность Прикаспийского влд. установлена в 1911. На площади Досгор из надсолевых отложений были получены притоки нефти до 2 тыс. т/сут. До нач. 1970-х гг. осн. поисковым и эксплуатационным объектом являлись надсолевые отложения, где преобладали *лавушки*, связанные с соляно-купольной тектоникой. В кон. 1970-х гг. с открытием м-ний Вост. Прикаспия (Кенкирское), Саратовского Заволжья (Ронинское и др.) осн. поисковым объектом стал подсолевой палеозой. Это привело к открытию ряда м-ний во внутр. прибортовой зоне, в т.ч. гигантских: *Астраханское*

Таблица. Характеристика основных нефтегазоносных комплексов (НГК) Прикаспийской нефтегазоносной провинции

НГК	Мощность, м	Экран	Коллекторы	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²
Девонско-нижнекаменноугольный (карбонатный)	300–2000 и более	глинисто-карбонатные отложения	известняки, доломиты	5–12	–
Верхнедевонско-нижнекаменноугольный	200–1500	глинисто-алевролитовые отложения	песчаники, алевролиты	12–15	0,022–0,3
Каменноугольно-нижнепермский (карбонатный)	100–1200	галогенно-глинистые отложения	известняки, доломиты	8–12	–
Каменноугольный-нижнепермский	до 800	галогенно-глинистые отложения	песчаники, алевролиты	11,5–19	до 0,3
Верхнепермско-триасовый	до 2500	глинистые отложения	песчаники	до 22	до 1,2
Юрско-нижнемеловой	до 1100	глинистые отложения	песчаники	до 27	до 1,5

месторождения. Тенгизского и Карачаганакского (оба в Казахстане). Большинство м-ний приурочено к надсолевым отложениям, однако запасы углеводородов в выявленных м-ниях в подсоловой толще на порядок превышают таковые в надсолевых образованиях.

В подсоловых (докунгурских) отложениях открыты 41 залежь углеводородов преим. массивного типа. Залежи характеризуются *аномально высокими пластовыми давлениями*. В надсолевых отложениях выявлено 478 залежей, в осн. связанных с соляно-купольными ловушками.

Состав газа осн. газосодержащих м-ний (Астраханского, Карачаганакского) – метановый с высоким содержанием сероводорода (до 24%) и углекислого газа (до 22%). Содержание конденсата от 240 до 560 см³/м³. Нефти подсолового разреза преим. легкие (0,82–0,85 г/см³), мало-сернистые и малопарафинистые. Нефти мезозойских подсоловых отложений – преим. тяжелые (до 0,88–0,90 г/см³), парафинистые и сернистые.

В пределах рос. части провинции открыто 21 преим. газовое м-ние (в т.ч. св. 10 – в надсолевой толще). Большинство надсолевых м-ний расположено в пределах Респ. Калмыкия, а подсоловые – вдоль зап. бортового уступа впадины. Добыча газа осуществляется на Астраханском и ряде более мелких м-ний.

Осн. перспективы выявления скопления газа и нефти связаны с карбонатными массивами подсолового палеозоя. С учетом повышенного содержания H₂S его добыча ограничена мощностями газоперерабатывающих предприятий.

Ю. Б. Силантьев.

«ПРИНУДИТЕЛЬНАЯ» КОНСЕРВАЦИЯ газовых гидратов, см. в ст. *Кинетика гидратообразования*.

ПРИРОДНЫЕ ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ – гидраты природных газов в земных недрах. Возможность их распространения в породах предполагалась с сер. 1940-х гг., когда рос. проф. И. Н. Стрижов указал на наличие в разрезе земной коры условий, благоприятных для образования гидратов природных газов. В 1969 гидраты воздуха были зафиксированы при исследовании образцов льда, полученных при бурении глубоких слоев ледового покрова Антарктиды (теоретически возможность этого явления во льдах Гренландии и Антарктиды обосновал в 1961 амер. исследователь С. Миллер). В 1970 в быв. СССР на основе лабораторных исследований было зарегистрировано открытие «Свойство природных газов в определенных термодинамических условиях находится в земной коре в твердом состоянии и образовать газогидратные залежи» (В. Г. Васильев, Ю. Ф. Макогон, Ф. А. Требин, А. А. Трофимук и Н. В. Черский). Тем самым была подтверждена возможность существования газогидратов в природе. Впоследствии было обнаружено большое кол-во скопления П. г. г. (в осн. гидратов метана и др. углеводородных газов под акваторией Мирового ок.).

Установлено, что *газовые гидраты* могут образовываться в земной коре при оп-

ределенных термодинамич. и геологич. условиях. На условия гидратообразования и гидратонакопления в породах, помимо тем-ры и давления, влияют: наличие газа и воды в достаточных для гидратообразования кол-вах, минерализация порового раствора, состав газа-гидратообразователя, *пористость* (трещиноватость), *проницаемость* и минеральный состав вмещающих пород.

Образование и накопление П. г. г. определенного состава происходит в зоне стабильности гидратов (ЗСГ) данного газа, к-рую рассматривают как часть литосферы и гидросферы Земли, термобарич. и геохимич. режим к-рой соответствует условиям устойчивого существования гидратов газа определенного состава. Наличие ЗСГ к-л. газа в исследуемом районе не свидетельствует об обязательном наличии П. г. г. в интервале ее глубин: для этого необходимо благоприятное сочетание всех перечисленных выше условий. Исследования в сев. р-нах России (1989, 1995) и Канады (1992) показали, что *реликтовые газовые гидраты* благодаря эффекту *самоконсервации* могут залегать в толщах *многолетнемерзлых пород* (ММП) и вне совр. интервала глубин ЗСГ. Это имеет важное геологич. значение для понимания генерации, миграции и накопления природных газов (свободного, водорастворенного, гидратного) в зоне распространения ММП.

В ходе экспериментального моделирования процессов образования/разложения гидратов углеводородных газов (преим. метана) было установлено, что Р-Т-условия гидратообразования в песках практически совпадают с таковыми в системе «метан – вода». Определенная степень переохлаждения (2–4 °С), необходимая для начала процесса на первом цикле гидратообразования в песке, значительно уменьшается при повторном гидратообразовании или длительной выдержке образца при условиях гидратообразования. Поэтому при геологич. реконструкциях природного гидратообразования в песках нет смысла учитывать возможность переохлаждения системы.

Повышение дисперсности пород (супеси, суглинки, глины) заметно влияет на условия образования/разложения гидратов, причем вектор этого влияния зависит также от минералогич. состава и влажности пород. Появление в составе пород глинистых частиц резко увеличивает содержание *связанной воды*, являющейся определяющим фактором для начала образования/разложения гидратов. Слои связанной воды, окутывающей глинистую частицу, можно представить как совокупность слоев, причем с приближением к поверхности глинистой частицы растут структурированность воды и сила ее связи с минеральной поверхностью, к-рые влияют на гидратообразование по-разному. В случае с монтмориллонитовыми глинами насыщение образцов глины водой в кол-ве меньше влажности макс. гидроскопичности (10–20% масс., когда глина содержит только прочно связанную воду) предотвращает гидратооб-

разование. Увеличение влажности глины до 200–400% масс. и выше, по предварительным данным, приводит к обратному эффекту: гидратообразование (хоть и незначительное) начинается даже еще до достижения равновесных условий в системе «газ – вода». Т.е. прочносвязанная вода затрудняет процесс гидратообразования, в то же время нек-рые категории связанной воды при определенных условиях могут способствовать образованию гидратов.

С др. стороны, присутствие в проницаемых породах глинистых частиц значительно затрудняет *фильтрацию* газа к местам гидратообразования, поэтому в консолидиров. супесях и суглинках трудно ожидать значительного гидратонакопления. В случае неконсолидиров. осадков, в изобилии встречающихся на дне морей и океанов, накопление гидратов ограничено только поступлением воды и газа в области гидратообразования. При экспериментальных определениях гидратообразования разл. пород макс. его значения отмечались в неконсолидиров. глинах.

Гидратообразование в чистых песках приводит к нераспределению влаги по длине образца и накоплению гидратов у торцов образца, в местах локальных разуплотнений или породных включений. Образуются т.н. гидратные текстуры – шпильки гидратов толщиной до нескольких мм в виде отд. включений или слоев и линз. Присутствие в песках даже 1% глинистых частиц подавляет массоперенос воды в ходе гидратообразования и приводит к возникновению только массивной гидратной текстуры (когда гидрат присутствует лишь в виде цемента и не образует крупных включений).

Изучение мерзлых гидратонасыщенных песчаных образцов под микроскопом позволило установить, что гидраты накапливаются в поровом пространстве, особенно на контактах минеральных частиц. Гидратные включения в текстурах в осн. выполнялись скоплениями мелких игольчатых кристаллов, по виду напоминавших плотный снег.

Т.о., экспериментальные исследования показали, что наличие в поровом пространстве песчаных пород глинистых частиц значительно снижает возможности гидратонакопления, затрудняет влагоненос и газообмен внутри породы. Гидратонакопление в уплотненных песчаных породах прекращается при переходе от легких супесей (содержание глинистых частиц 2–5%) к тяжелым (5–10%). В глинистых осадках газогидраты могут накапливаться лишь в том случае, если осадок находится в разуплотненном, разжиженном состоянии. Заметной миграции влаги при гидратообразовании в глинистых породах не происходит, хотя не исключено медленное формирование гидратных текстур в глинистых осадках в течение длительного времени.

Формирование гидратов в поровом пространстве дисперсных пород приводит к изменению их свойств, т.к. происходит увеличение уд. объема воды, входящей в состав гидрата (на 26–32%). Поэтому

в ходе гидратоаккумуляции наблюдаются процессы пучения, к-рые выражаются в уменьшении плотности и увеличении объемов образцов. При этом сопротивление одноосному сжатию у гидратосодержащих образцов на 10–50% (зависит от темп-ры) выше, чем у мерзлых пород такого же состава, т. е. для одной и той же суммарной влажности образцов механич. свойства гидратонасыщенных пород заметно отличаются от свойств мерзлых пород аналогичного состава.

Изучение фильтрационных характеристик песчаных образцов показало, что они становятся практически непроницаемыми для газа при степени заполнения порового пространства гидратами более 0,7. Однако эти исследования немногочисленны и дальнейшее изучение проницаемости гидратосодержащих пород может выявить новые закономерности.

Появление гидратной фазы в составе дисперсных осадков заметно влияет на акустич. и механич. свойства отложений. Скорость продольной волны в гидратосодержащих дисперсных породах, по данным лабораторных и полевых (морских) измерений, изменяется от 2,0 до 5,2 км/с. Эффект повышения скорости сейсмич. волн при прохождении осадков, цементиров. газогидратами, лежит в основе сейсмоакустич. профилирования.

Прочность грунтов, цементиров. гидратами, слегка превышает прочность аналогичных льдонасыщенных грунтов, особенно при быстрых нагрузках. С увеличением гидратосодержания незасоленных грунтов растет величина их электр. сопротивления, что иногда используется для определения присутствия гидратов при каротажных исследованиях.

Из-за пониженной (по сравнению со льдом) теплопроводности газогидратов содержащие их породы также обладают пониженной теплопроводностью по сравнению с аналогичными льдонасыщенными породами. Однако это свойство пока не удалось использовать для разработки каротажного метода разведки гидратосодержащих пород.

Специфич. преобразования вещества в процессе литогенетич. изменений при гидратообразовании и глобальность самого процесса позволяют выделить особый тип литогенеза – газогидратный криолитогенез, для к-рого этапы образования, переноса и накопления осадочного материала практически аналогичны таким же этапам мерзлотного криолитогенеза. Осн. масса характерных для гидратообразования процессов имеет место на стадии *диагенеза*, когда происходят след. процессы и явления: цементация рыхлых отложений и увеличение их прочности; перераспределение влаги по разрезу пород, их текстурообразование; отжатие солей в поровый раствор; уплотнение рыхлых осадков; окислительно-восстановительные реакции, приводящие к образованию новых химич. соединений; связывание больших кол-в газа (до $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$); выделение большого кол-ва теплоты; увеличение уд. объема воды при переходе ее в гидратную решет-

ку и пучение пород; фракционирование гомологов метана, а также нек-рых *инертных газов*; «всасывание» газа из нефтенасыщенных отложений и изменение ее компонентного состава; в морских условиях П. г. г. способствуют образованию новых биоценозов, вносящих свой специфич. вклад в процесс литогенеза.

Кроме того, гидратообразование приводит к фракционированию изотопов реагирующих элементов, что иногда служит поисковым признаком. Гидраты, по сравнению с исходной водой, обогащены изотопами D, T и ^{18}O , а газ, заключенный в гидрате, обогащен изотопом углерода ^{13}C по сравнению с исходной свободной фазой.

Разложение гидратов в породах сопровождается рядом литогенетич. преобразований, главное из к-рых разуплотнение, ведущее к потере связности между частицами, слагающими породу. Образование/разложение больших кол-в гидратов может влиять на мощность ММП в процессе их эволюции.

Для формирования ЗСГ метана в отложениях к суши необходимо наличие толщи ММП мощностью не менее 270 м или ледникового покрова аналогичной мощности (рис. 1, а). ЗСГ метана распространена в полярных регионах и высокогорн. районах, где выполняются необходимые термодинамич. условия. Накопление гидратов в интервалах ЗСГ имеет место в областях распространения газонасыщенных пород (нефтегазоносных басс.) или областях биогенного метаногенеза из захороненного органич. вещества.

Примером гидратосодержащих пород суши является *продуктивный горизонт* Мессояхского газового м-ния на С. Красноярского кр. Каротажные исследования, проведенные в нач. 1970-х гг., показали возможное наличие газовых гидратов в верх. части продуктивного горизонта. На основе этих исследований и путем обработки данных разработки м-ния было высказано предположение, что м-ние в значительной мере состоит из газовых гидратов, хотя гидратосодержащих кернов на м-нии получено не было. Наиболее ре-

альной является модель м-ния, основанно к-рой допускается существование больших пропластков П. г. г. в верх. частях продуктивного горизонта. При этом вклад разлагающихся при снижении *статического давления* П. г. г. в объем добытого на м-нии газа оказывается незначительным. Математич. моделирование процесса разработки Мессояхского м-ния исследование показало, что наличие гидратных пропластков практически не влияет на показатели разработки м-ния. Подобные м-ния при наличии таких пропластков в верх. части разреза могут эффективно разрабатываться традиционными методами с отбором газа из ниж. горизонтов.

Бурением, геофизич. и геохимич. методами исследований разведано несколько залегающих гидратов природного газа к суши (рис. 2). Часть из них (Уральское, Юряхское газ/газогидратное м-ние, гидратосодержащие породы в районе зонной трубы «Удачная» в Фрэнклин Прадхо-Бей в США; Арктич. архипелаг Канады) сформирована глубинными литогенетич. углеводородными газами, а часть (реликтовые гидраты мерзлоты Бованенковского месторождения, Бургское месторождения; притоварные гидратосодержащие породы в долине р. Макензи, Канада) образована биохимич. газа. П. г. г. смешанного происхождения (катагенетич. и биохимич.) прилегают в верх. горизонтах ЗСГ на протяжении м-нии Прадхо-Бей.

Формирование отложений, насыщенных П. г. г., могут обуславливать: поднятие глубинного газа в ЗСГ по напластованиям, тектонич. разломам, литологич. окнам (м-ние Прадхо-Бей); тектонич. поднятие газонасыщенных отложений в интервал ЗСГ, сопровождающееся интенсивной денудацией поверхностных слоев (район трубы «Удачная»); переход из обычных залежей в гидратное состояние при расширении интервала ЗСГ в результате похолодания климата или формирования ледникового покрова (Удачная, Юряхское или Мессояхское м-ние, также предполагается присутствие

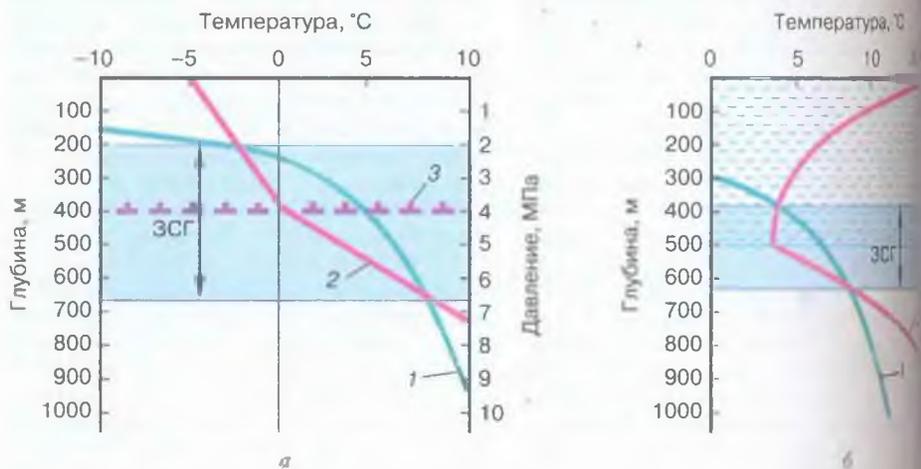


Рис. 1. Определение интервала зоны стабильности гидрата (ЗСГ) метана по разрезу пород (а) и осадочного чехла Мирового океана (б): 1 – кривая равновесных условий гидратообразования в системе «метан – пресная вода»; 2 – кривая распределения темп-ры и давления; 3 – граница криолитозоны.

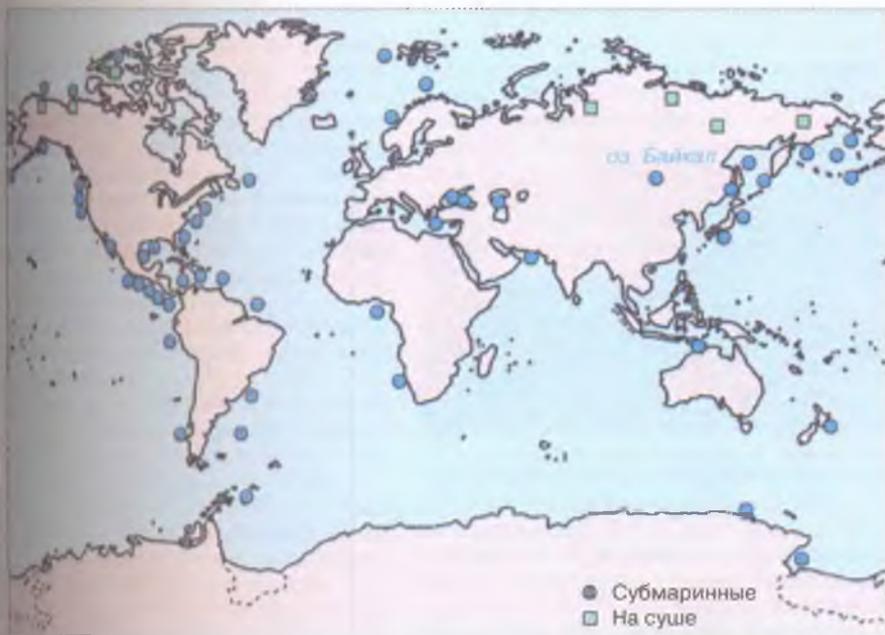


Рис. 2 Места залегания известных и предполагаемых скоплений газовых гидратов (Геологическая служба США, 1998).

газидратов в продуктивном горизонте); формирование реликтовых П. г. г. в приповерхностных слоях промерзающих пород в результате отжата и концентрации свободного и водорастворенного газа в принаследных карманах при формировании ММП (реликтовые газовые гидраты мерзлых толщ Ямбургского и Бованенковского м-ний).

Целенаправленной разведки гидратосодержащих пород на суше практически не ведется. Исключение составляет пробуренная в нач. 1998 в дельте р. Макензи скважина на отработку методов разведки гидратосодержащих пород. В ходе бурения и последующего комплекса скважинных исследований опробовались геофизич. и геохимич. методы для определения гидратоносности разреза. Отбор гидратосодержащих образцов позволил установить высокую степень заполнения пор гидратами (ср. – 30%), при этом плотность запасов газа (категория С₂) исследованной гидратоносной толщи составила ок. $4,2 \times 10^9$ м³/км² (т. е. на уровне наиболее перспективных обычных газодолучиваний).

Совр. практика бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ в областях распространения газогидратов не предусматривает разведку ЗСГ и присутствие гидратов. Даже значительные газопроявления из интервалов ММП на мерзлотных отложениях в ходе бурения, указывающие на явное присутствие свободной газа и, возможно, газогидратов, обычно задавливаются утяжеленным буровым раствором и перекрываются обсадными трубами или кондуктором.

Исследования, проведенные на неглубоких (до 450 м) мерзлотных параметрах скважинах в юж. части Бованенковского м-ния, показали, что внутримерзлотные газопроявления распространены практически повсеместно на глубинах от

20 до 210 м. Газ биохимич. и не связан с нижележащим катагенетич. газом продуктивных горизонтов. Исследования мерзлого керна ненарушенного сложения из интервалов газопроявлений и прилегающих интервалов показали наличие в поровом пространстве мерзлой толщи рассеянных реликтовых законсервированных П. г. г. преим. метана, к-рые могут являться одним из осн. источников газа при образовании внутримерзлотных скоплений свободного газа. Плотность ресурсов невелика: $(1-10) \times 10^6$ м³/км². Повсеместное распространение по площади и разрезу биогенного газа ставит вопрос о распространении значительных газовых и газогидратных внутримерзлотных и подмерзлотных скоплений по всей области ММП независимо от нефтегазоносности осадочного чехла. Общие ресурсы внутримерзлотных газов и П. г. г. могут оказаться значительными. Поэтому (с учетом площади распространения ММП) они представляют потенциальную угрозу при глобальном потеплении климата, т. к. выделяющийся метан является парниковым газом. Гипотетически возможные сценарии глобального потепления климата с самоускорением процесса.

Методы разведки гидратосодержащих отложений на суше развиты слабо. Методы поверхностной геофизич. и геохимич. съемки практически не дают однозначной информации о присутствии газогидратов в недрах материков и островов. При геофизических исследованиях скважин на присутствие газогидратов могут указывать: изменение газосодержания бурового раствора или газопроявления при бурении; повыш. значения электросопротивления пород; увеличение скорости прохождения сейсмич. волн; повышение общей кавернозности пород вокруг ствола скважины; повыш. значения кажущейся пористости при нейтронном каротаже.

Существующие геофизические и геохимические методы каротажа дают косвенную информацию о присутствии газогидратов в породах. Определенный эффект можно получить путем сопоставления различных данных. Прямых геофизических способов определения наличия гидратов в породах суши пока нет, за исключением скважинных установок ядерного магнитного резонанса, применяемых крайне редко.

Осн. информацию по гидратосодержащим отложениям суши получают при исследовании керна. Исследования значительно облегчаются благодаря эффекту самоконсервации, т. к. их можно хранить при атм. давлении достаточно длительное время, а также проводить исследования, аналогичные исследованиям кернов ММП. Изучение кернов обычно включает определение: газо- и водосодержания (льдосодержания – для мерзлых образцов), пористости, плотности, расчетного гидратосодержания, минер. состава пород матрицы, состава и генезиса газа в П. г. г., химич. состава поровых вод.

Керны, содержащие большие кол-ва гидратов катагенетич. углеводородных газов, извлекались из подмерзлотных отложений на м-нии Прадхо-Бей (1974) и в дельте р. Макензи (1992, 1998). Детальное исследование было проведено в 1998, когда впервые был широко использован эффект самоконсервации для хранения и исследования образцов. Мерзлые керны из неглубоких слоев вечной мерзлоты, сохранившие реликтовые гидраты биогенного газа, извлекались и исследовались на терр. Ямбургского (1989) и Бованенковского (1995) м-ний, а также в дельте р. Макензи (1992). Существует множество устных свидетельств об извлечении гидратосодержащих пород при разведочном бурении на нефть и газ в сев. регионах России, в США и Канаде, однако они не были задокументированы, т. к. гидраты быстро разлагались.

Термодинамич. условия для образования гидрата метана существуют на дне Мирового ок. (более 90% площади). ЗСГ создается здесь толщей воды (давление) и пониженной темп-рой у дна (рис. 1, б). ЗСГ метана появляется в полярных морях приблизительно с глуб. воды 300 м, а в тропических – с 600 м.

Гидратосодержащие отложения морского дна изучены достаточно подробно. Начало этому положили работы, проведенные на акваториях морей и океанов в 1970–72. Первые образцы глубоководных гидратосодержащих кернов были подняты в 1972 во время глубинного пробоотбора в центр. части Черного м. Гидраты в виде изморози на стенках газовых каверн наблюдались в глубоководных глинистых осадках.

Была проведена корреляция сейсмоакустич. данных, полученных при сейсмопрофилеировании морского дна со свойствами гидратосодержащих пород, и установлены осн. геофизич. показатели, свидетельствующие о наличии гидратосодержащих отложений в придонном разрезе пород. Известно несколько видов

ЮЗ

СВ

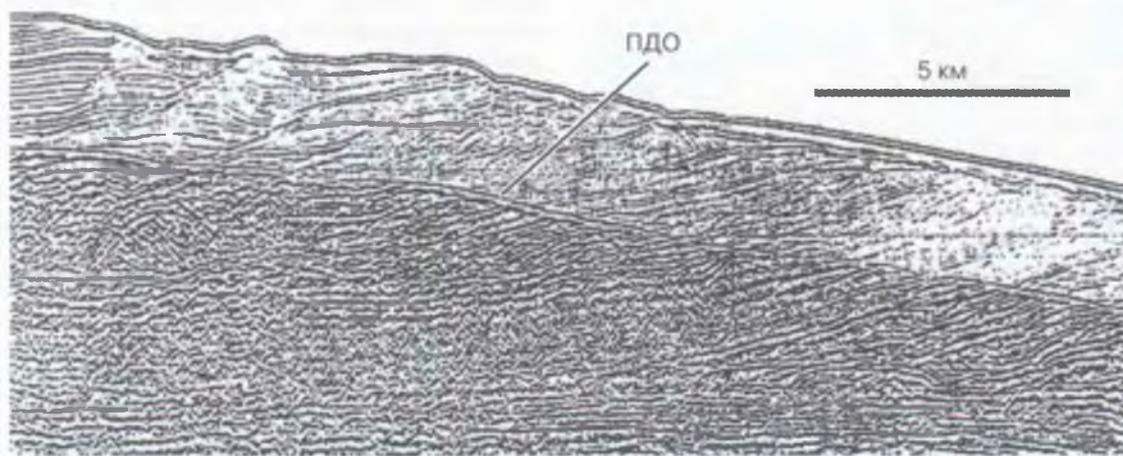


Рис. 3. Псевдодонные отражения (ПДО), маркируемые на сейсмограмме по подошве гидратосодержащих отложений (А. Шипли, 1979).

сейсмич. аномалий, обусловленных осадками, содержащими П. г. г.

Т. н. псевдодонные отражения (ПДО) на лентах сейсмозаписи как бы повторяют линию дна, но при этом пересекают все напластования, отраженные на записи (рис. 3). Они обладают большим коэф. отражения и обратной полярностью проходящих волн. Их появление обусловлено либо цементирующим действием газогидратов выше уровня ПДО, либо появлением газа в свободной фазе в поровом пространстве пород ниже ПДО. Соответственно скорость волны значительно снижается при прохождении ПДО, что отражается на лентах сейсмозаписи.

«Яркие пятна» — разновидность ПДО, к-рую соотносят с местами локальных газовых скоплений под ограниченным по площади ПДО. При этом роль *покрышки* для газового скопления, как полагают, выполняют вышележащие гидратосодержащие осадки.

«Пагодные структуры» — также разновидность ПДО. При этом П. г. г. расположены в виде отд. скоплений, формирующих акустич. неоднородность структуры. Они могут наблюдаться в местах повыш. теплоток из недр.

Нек-рые районы, в к-рых отмечались характерные для гидратосодержащих пород сейсмоакустич. показатели, были опробованы донным пробоотбором и глубоководным бурением (в осн. при осуществлении Междунар. проекта глубоководного бурения). При опробовании кернов было получено подтверждение залегания газогидратов в исследуемом районе. Исключение составляют результаты исследований кернов, поднятых в Беринговом м., на плато Умнак, где наблюдались поддонные сейсмич. отражения, похожие на ПДО, свойственные гидратосодержащим отложениям, но газогидратов в керне не обнаружено. Позже было установлено, что эти ПДО отвечали границе диагенетич. перехода одной минер. разновидности опала в другую, причем скорость сейсмоволн после прохождения ими ПДО не уменьшалась, как в случае гидратосодержащих отложений, а увеличивалась. Соответственно полярность отражения была противоположной. Глубина залегания ПДО также не соответствовала

термодинамич. границе ЗСГ метана, как это должно быть в случае гидратосодержащих отложений.

Геофизич., геохимич. и буровыми работами выделено в мире св. 50 районов залегания субмаринных газогидратов (рис. 2). Многие районы представляют собой обширные области морского дна (площадь до нескольких десятков тыс. км²), поддонные отложения к-рых содержат гидраты. *Ресурсы* газа таких областей огромны, но гидраты часто находятся в рассеянном виде, что заставляет рассматривать их с т. зр. совр. способов добычи газа за счет скорее как природное явление, чем как потенциальный источник газа. Обнаружено множество мест локальной повыш. концентрации газогидратов, особенно в районах выходов подземных флюидов в морскую толщу.

Многие исследователи считают, что наиболее перспективны отложения зон сочленения шельфа и континентального склона, а также склонов и подножий континентальных окраин, где отмечаются наибольшие мощности осадочного чехла, сравнительно высокое содержание в нем органич. вещества, метана, отсутствие сильных придонных течений, развитие суспензионных погоков и подводных очагов разгрузки развитых на суше гидрогеологич. комплексов.

Наиболее благоприятны условия для гидратонакопления в молодых областях прогиба Мирового ок., характеризующихся активными неотектонич. движениями, проявлением подводного вулканизма и наличием неглубоко залегающих газонасыщенных отложений (напр., Охотское м.).

При определении гидратосодержания керна морских скважин, вскрывших гидратосодержащие пласты, производится комплекс геохимич. исследований, основным из к-рых является измерение засоленности поровых вод по интервалам. Когда керн поднимают на поверхность, обычно часть гидратов (особенно рассеянных в поровом пространстве осадка) претерпевает частичное или полное разложение. Учитывая, что в состав гидрата входит только пресная вода, по изменению засоленности поровых вод судят о первоначальном гидратосодержании отложений.

Результаты изучения морских гидратосодержащих кернов показывают, что в придонных отложениях наиболее распространены П. г. г. биохимич. метана, произведенного бактериями при переработке захороненного органич. вещества. Содержание гидратов биохимич. газа в осадках дна морей и океанов (по результатам исследований вариаций засоленности поровых вод исследованных кернов) относительно невелико: 1–5% от объема осадка или 3–15% от объема порового пространства. Вмещающие породы обычно слабо литифицированы и имеют пористость 7–55%, что, с одной стороны, повышает содержание газа в породе, а с другой — создает приемлемые фильтрационные характеристики для образования скопления гидратов и газа в наиболее проницаемых пропластках. Поэтому, несмотря на столь низкое ср. удельное содержание гидратов в субмаринных гидратных пластах, иногда встречаются скопления гидратов биогенного метана, особенно в местах локального повышения теплоток из недр Земли, когда ниж. граница ЗСГ образует куполовидное поднятие, тем самым способствуя миграции газа в окружающих участках в это поднятие и далее в ЗСГ.

Наиболее концентриров. скопления морских П. г. г. были зафиксированы при разбуривании глубоководных мест высачивания катагенетич. газов (в осн. подводных грязевых вулканов) в Мексиканском зал., Каспийском и Черном морях и ряде др. морей Мирового ок. Содержание гидратов здесь может достигать до 80–85% от объема осадка, а при бурении скважины № 570 в рамках Междунар. проекта глубоководного бурения к Ю.-З. от Гватемалы было вскрыто скопление практически чистого гидрата мощностью не менее 4 м. Они были обнаружены в интервале поддонных глубин от 211 м до забоя скважины на глубине 402 м. В диапазоне глубин 249–259 м, по данным каротажных исследований, залегает почти сплошное газогидратное тело. Из этого интервала поднят керн длиной 1,05 м и диаметром 5,6 см, в осн. состоящий из массивных белых гидратов (рис. 4). Содержание минеральных частиц в образце не превышало 5–7%. Газогидратное тело располагается на границе

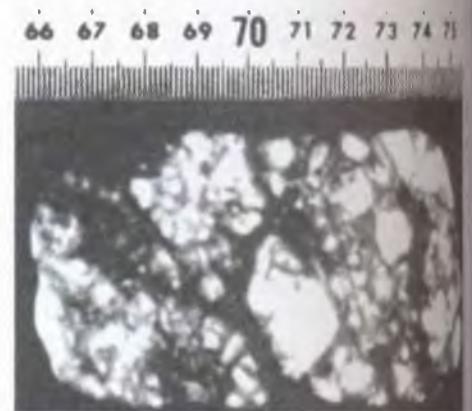


Рис. 4. Природный гидратосодержащий керн, извлеченный из глубоководной скважины № 570 (Международный проект глубоководного бурения, Геологическая служба США, 1980).

страиграфич. комплексов (миоце-но-плиоцена) и подстилается слоем доломитов.

Состав газа гидрата (в %): метан 99,4; CO_2 0,2; двуокись углерода 0,4. Отмечается также очень малые кол-ва тяжелых изотопов метана. В отличие от морской воды, практически не содержащей изотопов ^{18}O и ^{13}C , вода, выделившаяся при разложении газогидрата, содержала +3‰ ^{18}O . Проницаемость ее была примерно вдвое ниже, чем проницаемость мор. воды.

Измерения содержания изотопа ^{13}C в метане довольно четко показали на его катагенетич. происхождение ($\delta^{13}\text{C}$ от -41 до -37‰). Содержание ^{13}C в углекислом газе, выделившемся из осадков, -37‰ — для растворенного газа и +16,7‰ — для газа в свободной фазе, что свойственно природному газу.

Предполагается, что образованию мощного гидратного тела способствовали временное понижение уровня моря и (или) тектонич. подъем дна, обеспечившие понижение давления и повышение темп-ры, вызвавшие выделение газа из раствора и переход его в гидраты. Выказывается также предположение об образовании газогидратного тела в результате лавинного перемещения вниз по склону больших осадочных пород, к-рые в первоначальном залегании могли содержать свободный газ, зацементированный в порах или трещинах. Этот газ высвобождается, поддается коалесценции по мере разжижения потока и стремится всплыть. Оказавшись в ЗСГ, он переходит в гидратное состояние, вызывая «застудневание» скопления, к-рая часть потока. Данные о тектонич. раздробленности района гидратоскопления позволяют предположить, что газ поступал по проницаемой зоне разлома глубинного разлома из ниже залегающих отложений. Газ катагенетич. происхождения и не исключена небольшая примесь биохимич. газа. Газ мог поступать в водорастворенном состоянии, образуя гидраты там, где возникли первые кристаллы.

На лентах сейсмозаписи в некоторых зонах отбора гидратосодержащих образцов отсутствует ПДО. Предполагается, что это связано с особенностями литостроения разрезов, когда относительно тонкие песчаные прослои с гидратом переслаиваются с пластами глинистой мощности. Это может свидетельствовать о гораздо более обширной области залегания газогидратов, чем это можно предположить исходя из данных поверхностной геофизич. съемки.

Анализ известных подводных гидратоскопления показывает, что газогидраты в морских условиях могут залегать практически в любых породах, заполняя часть свободного пространства, каверны, трещины, возможно, раздвигая слои пород при выделении. Газ в П. г. г. может быть как биохимич. и биохимич., причем катагенетич. газ образует концентрированные, ограниченные по площади скопления скважин, а биогенный — обширные поля гидратосодержащих осадков, но с низким содержанием.

Гидратообразованию в морских отложениях сопутствуют: опреснение поровых вод и отжатие солей; фракционирование изотопов углерода и кислорода (возможно, и водорода); накопление некоторых металлов; фракционирование гомологов метана. Гидрат может выступать как мономинер. порода, как породообразующий или акцессорный минерал. Гидратосодержащие и нижележащие газонасыщенные пласты хорошо отбиваются по данным поверхностного сейсмоакустич. профилирования и каротажным исследованиям глубоководных скважин.

Существует ряд параметров морских гидратосодержащих отложений, к-рые практически не исследованы: естеств. проницаемость отложений и место нахождения гидратных образований внутри пор (т. е. является ли гидрат цементирующим компонентом или между минер. скелетом и гидратом имеется прослойка водной фазы). Определить естеств. (природную) проницаемость глубоководных гидратосодержащих кернов непросто, т. к. при смене внеш. давления происходят бурное разложение гидратов и выделение водорастворенного газа в свободную фазу, что значительно влияет на структуру грунта и фазовое состояние поровых флюидов. Технически решение этой задачи весьма сложно.

Точная фиксация местонахождения гидратных образований в порах осадков чрезвычайно важна для разработки геофизич. методов корректного определения величин гидратосодержания отложений при скважинных исследованиях. В случае чистых песков гидраты формируются на контактах частиц сразу и быстро цементируют пески. Примеси глинистых частиц формируют вокруг себя слой связанной воды, предотвращающий контакт с гидратами, поэтому только большое кол-во порового гидрата (30–50%) может повлиять на скорость прохождения сейсмич. волн. Тем не менее глинистые гидратосодержащие отложения, наиболее распространенные в интервале ЗСГ Мирового ок., фиксируются на лентах сейсмозаписи (ПДО) даже при очень малом содержании гидратов в порах (1–5%). Отсутствие адекватной физич. модели газогидратной пористой среды ставит барьер для дальнейшей разработки геофизич. методов разведки. Поэтому крайне необходим комплекс предварительных лабораторных исследований гидратосодержащих пород.

П. г. г. являются одним из перспективных видов энергетич. ресурсов 21 в., т. к. ресурсы углеводородных газов (в осн. метана), заключенные в них, во много раз превосходят суммарные разведанные и неоткрытые ресурсы всех остальных традиционных и большей части *нетрадиционных источников* на Земле.

Ресурсы отд. морских газогидратных полей достигают нескольких десятков трлн. м^3 . При этом учитываются лишь те районы, где обнаружены ПДО, хотя массивные газогидратные прослои могут быть встречены в областях, где ПДО не были зафиксированы. В целом оценки П. г. г.

составляют от $1 \cdot 10^{15}$ до $7600 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$, тогда как общие оценки традиционных ресурсов газа до глубин 4500 м оцениваются в $(350-500) \cdot 10^{12} \text{ м}^3$.

Более 90% этих ресурсов приходится на морские гидратосодержащие поля, сформированные биохимическим газом. Плотность этих ресурсов не превышает $5 \times 10^8 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Помимо этого на морском дне распространены скопления гидратов глубинного (катагенетич.) газа, приуроченные к очагам разгрузки подземных флюидов в морскую толщу воды. Плотность ресурсов здесь может быть существенно выше. Разработка глубоководных м-ний с низкой плотностью ресурсов при использовании совр. технологий добычи экономически не эффективна, поэтому основное внимание при разведке гидратосодержащих отложений уделяется местам концентрации газогидратов и подгидратных газов. Такие места характерны для суши, где осн. разведанные гидратосодержащие м-ния образованы скоплениями катагенетич. газа. По разл. оценкам, в гидратосодержащих отложениях суши находится от 14×10^{12} до $57 \times 10^{12} \text{ м}^3$ газа. Концентриров. скопления гидратов, залегающие на относительно небольших глуб. (300–1500 м), позволяют использовать для их разработки технологии, применяемые при добыче газа и нефти из обычных м-ний. Однако стоимость добычи такого газа как минимум на 10–20% превышает стоимость добычи газа из обычных м-ний. Поэтому перспективы освоения гидратосодержащих залежей зависят от динамики изменения цен на рынке газа.

Предложено много разл. схем добычи газа из морских и континентальных залежей П. г. г.: истощение путем понижения давления газа в свободной фазе над гидратами; термич. воздействие на гидратосодержащие пласты (закачка горячей воды или рассолов, пара, внутрипластовое горение); воздействие на пласт *ингибиторами гидратообразования* (метанолом, рассолами); механич. разрушение гидратосодержащих пород (шахтный метод); прокачка сухого метана сквозь гидратосодержащие пласты для сублимации влаги из гидратов, а также разл. виды акустич. и электромагнитного воздействия на пласт. Большинство из предложенных способов являются экономически мало приемлемыми из-за низкой проницаемости гидратосодержащих пластов и больших энергозатрат для разложения гидратов. К реально осуществимым принято относить след. способы разработки П. г. г.: понижение давления, термич. воздействие и ввод ингибитора.

Наиболее эффективным методом является понижение давления в гидратосодержащем пласте путем отбора газа из свободной фазы над гидратами. При этом отбор газа может производиться непосредственно из проницаемого гидратного пласта или из прилегающего снизу газонасыщенного пласта. Первый способ с термодинамической т. зр. не вызывает возражений, но при этом неясно поведение воды, к-рая выделяется при разложении гидратов и мигрирует к забою сква-

жины (будет ли она закупоривать пути фильтрации газа или выноситься на поверхность с добываемым газом). В лабораторных экспериментах зафиксировано наличие значительного начального градиента для фильтрации воды через гидратонасыщенную породу. Существует также опасность гидратообразования в стволе скважины и системах газосбора. Поэтому при рассматриваемом способе разработки залежи П. г. г. не следует ожидать больших дебитов скважин, а также требуется применение ингибиторов гидратообразования.

Отбор газа из прилегающего снизу газонасыщенного пласта представляет собой фактич. разработку обычного газового м-ния. Однако понижение давления в газовом пласте вызывает частичное разложение гидратов в перекрывающем гидратосодержащем слое. При этом миграция высвободившейся воды не играет столь существ. роли, как в первом случае, поскольку забой отдален от гидратосодержащего прослоя.

При планировании разработки морских гидратосодержащих отложений, представляющих собой осн. ресурс природного газа в П. г. г., необходимо учитывать след. факторы: значительная протяженность морских гидратных полей; низкая плотность ресурсов; низкое уд. газосодержание пород (за исключением мест концентрации газогидратов); большое содержание поровой воды; низкая проницаемость и высокая пористость супесчано-глинистых вмещающих пород; м-ния глубоководные (глубина воды обычно св. 600 м); газ – практически чистый метан.

Отсюда независимо от способа добычи газа: низкие дебиты скважин; кратковременность добычи на одном месте; гидратообразование в скважине и глубоководных шлейфах; экономич. нецелесообразность использования больших платформ для подготовки газа к транспорту из-за низкой плотности ресурсов, глубоководного трубопроводного транспорта добытого газа из-за низкой плотности запасов и необходимости постоянной перекладки труб по мере перемещения добывающих установок и транспорта газа в сжиженном состоянии, т. к. это требует спец. установок на тяжелой платформе.

Т. о., для решения проблемы добычи газа из морских гидратных полей необходимо прежде всего решить проблему морского транспорта добытого газа, общую для всех глубоководных м-ний, а также проблему предварительной подготовки газа, требующей установки тяжелых платформ, что неприемлемо для протяженного м-ния с низкой плотностью запасов. Добычу целесообразно вести циклически, позволяя газу мигрировать к забою и создавать газовые скопления, а добывающие платформы на натяжных опорах должны быть миниатюрными, необитаемыми и легко передвигаться с места на место. Необходима также разработка системы транспорта добытого газа в гидратном состоянии, т. к. только такой вид транспорта позволяет выполнить все перечисленные условия.

П. г. г. содержат в себе огромные кол-ва парниковых газов и залегают на относительно небольших глубинах, поэтому с нач. 1990-х гг. активно обсуждается проблема воздействия глобального техногенного потепления климата на гидратосодержащие слои. Метан в атмосфере вносит 2-й по величине после диоксида углерода вклад в потепление климата (он в 21 раз сильнее, чем последний, поглощает инфракрасное излучение), его вклад в парниковый эффект оценивается в 10%, хотя его содержание в атмосфере в 200 раз ниже содержания углекислого газа.

Однако непосредств. угрозы выделения значительных объемов парниковых газов из П. г. г. до сер. 21 в. не существует. Даже, если потепление затронет верх. слои многолетней мерзлоты, выделения газа из реликтовых П. г. г. не внесут существ. вклад в общий баланс метана в атмосфере.

Морские П. г. г., залегающие на достаточно больших глубинах (начиная с глуб. моря 300–600 м), также не будут затронуты изменением температурного режима климата. Но при значительном понижении уровня моря (до 100 м) выделение метана из П. г. г. может стать заметным и увеличить общее содержание его в атмосфере. Этот прогноз маловероятен, т. к. такое общее понижение уровня Мирового ок. практически невозможно.

Говорить о серьезной угрозе выделения в атмосферу больших кол-в парниковых газов при таянии П. г. г. преждевременно, но вместе с тем целесообразно накопление геологич. информации о П. г. г. для разработки реалистичных сценариев глобального потепления климата и их роли в этом процессе.

По мнению ряда специалистов, П. г. г. играли важную роль при климатич. изменениях в геологич. прошлом. Предположительно, в истории Земли могли иметь место масштабные выбросы в атмосферу метана при разложении П. г. г. Об этом косвенно свидетельствуют колебания концентрации метана в воздухе, захваченном льдами Антарктиды в геологич. прошлом.

Лит.: Зубова М. А., Гидраты природных газов в недрах Мирового океана. Обзорная информация ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ, сер. Морская геология и геофизика, вып. 2, М., 1988; Истомин В. А., Якушев В. С., Газовые гидраты в природных условиях. М., 1992; Гинсбург Г. Д. и Соловьев В. А., Субмаринные газовые гидраты. СПб., 1994.

В. С. Якушев, В. А. Истомин.

ПРИРОДНЫЙ РЕЗЕРВУАР – природное вместилище для нефти, газа и воды, форма к-рого обусловлена соотношением слагающих его пород-коллекторов с плохо проницаемыми породами. Это понятие во многом сходно с понятием м-ния. П. р. характеризуется типом коллектора, его емкостью, гидродинамич. условиями и энергетич. уровнем. Внутри П. р. происходит дифференциация флюидов прежде всего по плотности. Они могут быть однородными и неоднородными по составу. Выделяются след. основные типы П. р.: пластовые – ограничены на значи-

тельном протяжении в кровле и плохо проницаемыми породами; массивные – их размеры сопоставимы в трех измерениях, ограничены со всех сторон плохо проницаемыми породами, представлены, напр., рифовыми образованиями и др. биогермами, структурными изгибами мощных толщ проницаемых пород, эрозийными и тектонич. выступами пород-коллекторов; литовые – песчаные линзы среди глинистых и глинистых участков в разл. плохо проницаемых породах.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

ПРИСАЯНО-ЕНИСЕЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*
ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, опытная эксплуатация, – начальный период разработки нефтяного (газового) м-ния или его части разведочными и опережающими (первыми добывающими) скважинами с целью получения необходимого кол-ва информации, используемой для обоснования системы и показателей при разработке и составления ее технологич. схемы.

Осн. задачи П. э.: изучение геологич. строения м-ния или его части, закономерностей изменения *пластовых давлений* и темп-р по площади м-ния и во времени, определение допустимых пределов снижения, изучение режима работы залежи, *коллекторских свойств* и фильтрационных свойств пласта, исследование физико-химич. свойств пластовых флюидов, изучение поведения насыщенности флюидом коллектора для оценки допустимых депрессий без разрушения скелета породы, изучение *интерференции скважин* и обоснование рациональных способов эксплуатации добычных скважин, проверка возможных методов воздействия на залежь с целью повышения коэф. нефтеотдачи и интенсификации процесса разработки, определение динамики осн. показателей эксплуатации скважин, испытание технологий разработки с целью выбора наиболее эффективной. Для решения указанных задач используют геодинамич., геофизич. и лабораторные методы исследований. П. э. осуществляется в соответствии с проектом опытной разработки м-ния или его части.

П. э. проводится до окончания разведочных работ для отдельного, наиболее представительного участка. При этом создается элемент последующей системы разработки всего м-ния.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

ПРОГНОЗНЫЕ РЕСУРСЫ, см. в ст. *Ресурсы*.

ПРОДУКТИВНОСТЬ газовой скважины – *дебит* скважины, получаемый при определенной *пластовой депрессии* и характеризующий ее производительность. Количеств. мерой П. скважины является *коэффициент продуктивности*.

В общем случае П. газовой скважины зависит (помимо геотехнологич. параметров – *пластового давления* и *пластовой депрессии*) от *коллекторских свойств* и

Таблица. Состав продуктов сгорания простых газов ($\text{м}^3/\text{м}^3$)

Газ	Углекислота CO_2	Водяные пары H_2O	Азот N_2	Всего
Водород (H_2)	–	1,00	1,88	2,88
Оксид углерода (CO)	1,00	–	1,88	2,88
Метан (CH_4)	1,00	2,00	7,52	10,52
Ацетилен (C_2H_2)	2,00	1,00	9,40	12,40
Этилен (C_2H_4)	2,00	2,00	11,28	15,28
Этан (C_2H_6)	2,00	3,00	13,16	18,16
Пропилен (C_3H_6)	3,00	3,00	16,92	22,92
Бутилен (C_4H_8)	4,0	4,0	20,68	28,68
Бутан (C_4H_{10})	4,0	5,0	24,44	33,44

Объем П. с. V_r (м^3) является суммой объемов компонентов и определяется из баланса элементарных реакций горения по след. формулам:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_m\text{H}_n),$$

где CO_2 , CO , CH_4 , C_2H_4 , C_mH_n – составные горючего газа, % об.

Объем водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}$ равен:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01[\text{H}_2 + 2\text{CH}_4 + (n/2)\text{C}_m\text{H}_n + 0,124(W_r + V_0W_b)],$$

где W_r , W_b – влажность газа и воздуха, % об., V_0 – теоретич. объем воздуха, необходимый для полного сгорания природного газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$ ПГ.

Объем 2-атомных газов V_{R_2} (при использовании в качестве окислителя воздуха) определяется по соотношению:

$$V_{R_2} = 0,79V_0 + 0,01N_2.$$

Общий объем П. с. при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$:

$$V_r = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{R_2}.$$

В таблице приведены составы П. с. простых газов при сжигании в воздухе с $\alpha = 1$. Подсчитанные по приведенным выше формулам состав и объем П. с. являются в какой-то мере идеализированными. Практически полного сгорания не происходит, под ним подразумевается сгорание газа, при к-ром в П. с. содержится $\text{CO} < 0,05\%$ об.

А. И. Плужников.

ПРОЕКТ РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ, см. в ст. *Проектирование разработки*.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ – составление проектной документации на *строительство газораспределительных систем*. Разрабатывается на основе утвержденных схем газификации, в ней детализируются принятые в *генеральной схеме газификации* технич. решения, уточняются технико-экономич. показатели.

Проектная документация разрабатывается в соответствии с законодательными и нормативными актами РФ и ее субъектов, нормативными документами ОАО «Газпром», а также иными гос. документами, регулирующими инвестиционную деятельность по созданию основных фондов.

Осн. документ на стр-во объектов – проект. На основании проекта на стр-во объектов газораспределительных систем разрабатывается рабочая документация. Для несложных объектов газораспределения может разрабатываться рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация).

Проектирование объектов стр-ва должно осуществляться юридич. и физич. лицами, получившими право на соответствующий вид деятельности.

При разработке проектной документации следует предусматривать наиболее прогрессивные проектные и технич. решения, обеспечивающие надежное, безопасное и экономически эффективное использование газа.

Осн. документ, регулирующий правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, – договор (контракт), заключаемый заказчиком (инвестором) с привлекаемыми им для разработки проектной документации организациями (генеральная проектная организация, подрядная организация и т. д.). Неотъемлемой частью договора (контракта) является задание на проектирование, содержание к-рого устанавливается с учетом отраслевой спецификации и вида стр-ва.

Проект на стр-во объектов газораспределительных систем содержит след. разделы: общая пояснительная записка; охрана окружающей природной среды; организация стр-ва; материалы отвода земель, исходные данные; сводный сметный расчет стоимости стр-ва; сметные расчеты; оценка экономич. эффективности.

В общей пояснительной записке содержатся основание для разработки, исходные данные для проектирования, состав сооружений, инж.-геологич. характеристики района стр-ва, климатич. характеристики, источник газоснабжения, расчет потребителей газа, межпоселковые газопроводы (технологич. схема газоснабжения и гидравлич. расчеты, линейная часть с описанием трассы и конструктивной характеристики газопроводов, защита газопроводов от *коррозии*, укладка и испытание газопроводов), *газорегуляторные пункты*, электроснабжение, электрооборудование, связь, телемеханизация, КИП и автоматика, распределительные газопроводы поселений, мероприятия по *электрохимической защите* газопроводов и по взрывопожаробезопасности, охране

величины вскрытой скважиной продуктивной толщи, а также качества вскрытия.

Качество вскрытия зависит от конструкции забоя (вертикальный, горизонтальный, псевдогоризонтальный, открытый, перфориров. и т. п.), степени загрязнения *призабойной зоны* в процессе вскрытия пласта (*скин-эффект*), качества *освоения скважины* при вызове притока газа из пласта.

Начальная П. газовой скважины является одним из важнейших параметров геолого-экономич. оценки целесообразности инвестиций в освоение м-ний, оценки эффективности принятой *конструкции скважины* и результатов ее реализации. В заруб. практике эффективность буровых работ определяется не только метражом бурения, а в осн. достигнутой при этом П. скважины.

При проведении геолого-экономич. оценки открытых м-ний природного газа оценивается минимально допустимая П. скважины (минимально допустимый дебит), при к-рой инвестиции на стр-во и эксплуатацию скважины окупаются (с принятой долей рентабельности) продажей товарного продукта скважины. Аналогичным образом определяется минимально рентабельный дебит газовой скважины, при достижении к-рого ее дальнейшая эксплуатация становится нерентабельной.

С целью продления пром. периода эксплуатации скважины осуществляют разл. рода капитальные работы по повышению ее П. (*интенсификация притока* газа, зарека вторых стволов и др.).

Г. А. Зотов.

ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ – выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) внутри нефтегазосносного комплекса с единой гидродинамич. системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в кол-вах, имеющих пром. значение. Контролируется *покрышкой* (региональной или локальной). Потенциал П. г. зависит от литологич. состава породы, эффективной мощности (толщины) пласта, *коллекторских свойств* (объема порового пространства), степени нефте- и (или) газонасыщенности, величины вязкости флюида и термобарич. условий, а также от способов и интенсивности физико-химич. методов воздействия на пласт при разработке м-ния с целью повышения его нефте- и (или) газоотдачи. П. г. является или объектом подсчета запасов нефти и газа. При разведке м-ния, содержащего два или более П. г., из них выделяют базисный. С целью надежного сопоставления П. г. в пределах крупных регионов приняты унифициров. буквенно-цифровые системы индексов. Напр., в Зап. Сибири юрским продуктивным пластам присвоен индекс Ю (Ю_0 , Ю_1 , Ю_2 и т. д.), мелоческим – Б (Б_1 , Б_8 , Б_10 и т. д.).

ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ природного газа образуются при полном сгорании природного газа. Это диоксид углерода, водяной пар, азот и непрореагировавший остаточный кислород.

труда и техники безопасности, упр-ние газопроводами, организация условий и охраны труда рабочих и служащих, мероприятия по обеспечению надежности, безопасности и охране окружающей среды, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций, расчет стоимости стр-ва, подтверждение соответствия разработанной проектной документации гос. нормам, правилам, стандартам, исходным данным, а также технич. условиям и требованиям, выданным органами гос. надзора и заинтересованными организациями при согласовании места размещения объекта.

Раздел «Охрана окружающей природной среды» выполняется в соответствии с гос. стандартами, строительными нормами и правилами, утвержденными Госстроем России, нормативными документами Минприроды России и др. нормативными актами, регулирующими природоохранную деятельность.

Раздел «Организация строительства» разрабатывается в соответствии со СНиП и с учетом условий и требований, изложенных в договоре на выполнение проектных работ и имеющихся данных о рынке строительных услуг.

Для определения сметной стоимости стр-ва объектов распределения газа составляется сметная документация в соответствии с положениями и формами, приводимыми в нормативно-методич. документах Госстроя России. Состав документации, разработанной на стадии «проект», должен содержать: сводные сметные расчеты стоимости стр-ва; объектные и локальные сметные расчеты; сметные расчеты на отд. виды затрат.

Для определения стоимости стр-ва рекомендуется использовать действующую сметно-нормативную (нормативно-информационную) базу. Сметную стоимость рекомендуется приводить в текущем или прогнозируемом уровне цен, сложившихся ко времени составления смет или прогнозируемых к периоду осуществления стр-ва.

Оценка экономич. эффективности производится на основе количеств. и качеств. показателей, полученных при разработке соответствующих разделов проекта. На их основании выполняются расчеты эффективности инвестиций и принимается окончательное решение об инвестировании и реализации проекта. В рабочую документацию на стр-во объектов распределения газа (межпоселковые и уличные газопроводы в сельской местности, участки газопроводов и сооружения на них, прокладываемые до населенных пунктов и по их территориям) рекомендуется включать: исходные материалы (исходно-разрешительная документация) для разработки рабочей документации, являющейся составной частью задания на разработку и представляемые заказчиком (инвестором) проектной организации, осн. комплект рабочих чертежей; ситуационный план трассы газопровода; схема газоснабжения региона с результатами гидравлич. расчетов; план трассы газопровода (рекомендуемый масштаб пла-

нов равнинных участков трассы 1:500, 1:1000 и 1:2000); профили участков трассы газопровода, включая *переходы* через ж.-д. пути и автомоб. дороги, водные преграды и овраги (рекомендуемые масштабы 1:200, 1:500 и 1:1000); чертежи установки арматуры, регулирующих устройств, сложных узлов и электрохимич. защиты.

Сметная документация (выполняется по требованию заказчика) – объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отд. виды затрат.

Сметная стоимость стр-ва определяется в соответствии с положениями и формами нормативно-методич. документов Госстроя России, при этом рекомендуется использовать действующую сметно-нормативную (нормативно-информационную) базу. *В. В. Попов.*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА

газовых и газоконденсатных месторождений – разработка рабочей документации по наземным сооружениям систем добычи газа. Последние включают кустовые площадки скважин, промышленные трубопроводы, установки предварительной и комплексной подготовки газа, аппараты воздушного охлаждения (АВО), *дожимные компрессорные станции* (ДКС) и пр. промышленные объекты.

Технологич. П. о. осуществляется при наличии проекта разработки м-ния, в к-ром обычно приводятся в укрупненном (схематическом) виде основные технич. решения по обустройству промысла.

Исходными данными для проектирования систем обустройства м-ния служат показатели проекта разработки (либо проекта опытно-пром. эксплуатации) м-ния природного газа: характеристики продуктивных пластов – типы залежей, компонентный состав *пластового газа* и *потенциальное содержание конденсата*, наличие в газе примесей кислот и инертных компонентов, детальная физико-химич. характеристика *стабильного конденсата*, термобарич. условия залежей на начало разработки; запасы газа и *стабильного конденсата*, других компонентов в залежах по категории А + В + С₁ и по категории С₂, а также экспертная оценка имеющихся перспектив при последующей разведке и доразведке м-ния (гл. обр. в глубокозалегающих горизонтах); характеристика водонапорной системы, к к-рой приурочено м-ние, с указанием общей минерализации и типа минерализации *пластовых вод*; общая характеристика выделенных эксплуатационных объектов – детальное геолого-промысловое обоснование объединения пластов в *эксплуатационные объекты* (при сведении газовых и газоконденсатных залежей в эксплуатационные объекты учитываются сходство в геологич. строении, совпадение структурных планов, а также близость термобарич. и физико-химич. характеристик рассматриваемых пластов); показатели осн. варианта разработки каждого выделенного эксплуатационного объекта – общая стратегия освоения (очередность ввода в раз-

работку эксплуатационных объектов, эксплуатация залежей на истощение или же с закачкой тощего газа в пласт (варианты *сайклинг-процесса*), принятая система эксплуатации пластов (раздельная, одновременно-раздельная и пр.), начало разбуривания объекта и сроки ввода его в эксплуатацию, динамика изменения *пластового давления* и отборы газа по пластам (в т.ч. сроки выхода на постоянную добычу и период постоянной добычи), прогнозные показатели динамики изменения состава пластового газа и уменьшения потенциального содержания конденсата (а также прогноз изменения его физико-химич. характеристик); порядок и особенности разработки *нефтяных оторочек* (при их наличии); особенности расположения кустов эксплуатационных скважин, их производительность и порядок ввода в эксплуатацию (кусты группируются от 3–4 до 10 скважин, причем имеется тенденция к их увеличению).

Данные проекта разработки м-ния кладутся в основу проекта обустройства м-ния, важнейшей составной частью к-рого являются технологич. решения по системам сбора и промышленной обработки природного газа.

Из ряда вариантов делается выбор технологии промышленной обработки пластового газа выделенных эксплуатационных объектов. Напр., для чисто газовых залежей выбор чаще всего осуществляется между адсорбционной и абсорбционной системами осушки газа. В качестве альтернативной технологии подготовки «тощих» газов на м-ниях Крайнего Севера рассматривается *низкотемпературная сепарация* (НТС), дополненная технологией рециркуляции летучего *гидрида* гидратообразования (*метанол, этанол, изопропанол*).

Затем определяется кол-во, местоположение и производительность установок предварительной (УПП) и *установок комплексной подготовки газа* (УКПГ) с учетом необходимых *гребенчатых* по резервированию мощности оборудования. Наблюдается тенденция укрупнения единичной мощности установок стр-ва даже на относительно крупных северных м-ниях по возможности только одной УКПГ, а при необходимости дополнительно нескольких УПП.

Конкретизируется «архитектура» УКПГ, включающая след. основные элементы: число кустов скважин, подключаемых к УКПГ (и к УПП), очередность их подключения; схемы размещения внутрипромысловых газопроводов и конденсатопроводов; кол-во технологич. линий и их производительность (в т.ч. проектируются опытные и резервные технологич. линии); системы регенерации отработанных абсорбентов и адсорбентов, а также *установок гидратообразования*; АВО, *холодильные установки* (станции) и технич. режимы их работы. Кроме того проектируется система подготовки *лишнего* газа (газа на собств. нужды).

Выбираются и технологически обосновываются места стр-ва, сроки ввода в эксплуатацию и требуемые мощности ДКС.

С помощью технологич. и экономич. расчетов детализируется и окончательно комплектуется система внутрипромыслового сбора газа: структура и протяженность газосборных сетей по каждой УКПГ (в т.ч. по всем УНПГ); диаметры шлейфов и газосборных коллекторов, а также предпочтительные способы их прокладки (проводится технико-экономич. и технологич. анализ надземного, наземного и подземного способов прокладки, а также требований к их теплоизоляции); оценивается металлоемкость газосборных сетей; определяются технологич. режимы и прогнозируется эффективность эксплуатации этих сетей (напр., ставится ограничение на миним. скорость газа в трубопроводе для обеспечения выноса фазы и отсутствия ее накопления).

При выборе схемы обвязки кустов эксплуатационных скважин должны предусматриваться возможность работы по системе компрессорным трубам и заправочному пространству; регулирование давления на устье скважин до рабочих значений в шлейфах; автоматич. отключение скважин в аварийных случаях (попадание шлейфа, увеличение давления выше рабочего), как правило, посредством устьевых забойных и устьевых клапанов-отсекателей; система измерения темп-ры, давления и дебита на устье скважины; возможность проведения промысловых технологич. операций на скважинах (особенно скважин и глушение скважин, работы по интенсификации притока, отбора газа и жидкости и т.п.) и спец. исследований скважин (газодинамич. и физико-геофизич.).

Детально обосновываются способы реализации протокатов, выбора горизонтов для возможной закачки их в пласт и мероприятий по очистке и подготовке скважин перед утилизацией. С целью обеспечения экологич. безопасности особое внимание уделяется технологиям, позволяющим уменьшить содержание метана и диэтиленгликоля в сбросных водах.

Детализируется структура сети дорог и других необходимых коммуникаций, а также определяется порядок их стр-ва. Особое внимание уделяется технологиям строительства дорог и коммуникаций в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Взвешиваются решения по водоснабжению и электроснабжению УКПГ и др. промысловых объектов. В условиях Крайнего Севера проблема авт. водоснабжения газопромысловых сооружений в зоне ММП в ряде случаев решается с использованием водоносных горизонтов, расположенных внутри ММП (межмерзлотные талики с пресной водой), либо с организацией водозабора из озер или ручьев русла полностью промерзающих в зимнее время рек (бурение скважин на глубину под русло реки).

В заключение приводятся общие технико-экономич. показатели по вариантам обустройства м-ния с целью возможности выбора окончательного варианта эксплуатационным путем.

Большое значение при П.о. м-ний, особенно в условиях Крайнего Севера, имеют проведенные в газовой отрасли в 1980-е гг. унификация и типизация осн. технич. решений, переход от блочно-комплектного оборудования к типовым технологич. линиям (модулям) заводского изготовления с обеспечением их блочно-комплектной поставки. Этот подход обеспечивает значительное снижение стоимости и трудоемкости строительно-монтажных работ, а также продолжительности стр-ва и повышает надежность эксплуатации газопромысловых объектов. Характерным примером подобного подхода является освоение *Ямбургского месторождения*, где использовались унифициров. высокоавтоматизиров. УКПГ большой производительности в суперблочном исполнении с применением многофункциональных агрегатов. Опыт блочно-модульного проектирования крупных м-ний активно используется в проектах обустройства малых и средних м-ний, расположенных в Европ. части России и на С. Зап. Сибири.

При проектировании и при последующей эксплуатации систем промысловой подготовки газа возникает ряд основных технологич. проблем.

Выбор способа подготовки газа и газового конденсата к дальнему транспорту определяют: технич. требования на поставку газа в *магистральные газопроводы* (в соответствии с ОСТом); требования к темп-ре осушенного газа на входе в головной участок газотранспортной системы (признан целесообразным транспорт природного газа в зоне ММП с охлаждением его до темп-ры грунта от -2 до 2 °С в центр. зоне распространения ММП и от -2 до -7 °С — в сев. зоне, в т.ч. применительно к м-ниям п-ова Ямал); технич. требования на поставку стабильного газового конденсата потребителю (в соответствии с ОСТом); состав пластового газа, наличие в нем тяжелых углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, азота, *инертных газов*; давление, темп-ра и дебит газа на устье скважин и их динамика по годам разработки м-ния; наличие местных потребителей C_3H_8 +высш., предполагаемое стр-во *газохимических комплексов* (напр., заводов по произ-ву метанола методом неполного окисления метана кислородом воздуха, пластич. масс из этансодержащего сырья и др.).

Газ готовят к транспортировке по след. типовым технологич. схемам: *адсорбционная осушка* газа; *абсорбционная осушка* газа и газового конденсата; низкотемпературными процессами обработки газа (в осн. *низкотемпературная сепарация*, дополняемая блоками низкотемпературной абсорбции, *низкотемпературной конденсации* и ректификации с использованием метанола или гликолей как ингибиторов гидратообразования и регенерацией последних методов ректификации). Предлагаются также «гибридные» технологич. схемы, сочетающие элементы вышеуказанных технологий.

Применительно к м-ниям, содержащим в составе пластового газа «кислые» ком-

поненты, обычно сначала производится *очистка* газа от этих компонентов (напр., аминами) и одновременно частичная его *осушка*, далее осуществляют доосушку газа адсорбционными методами (чаще всего с использованием цеолитов) и, наконец, газ обрабатывается с использованием низкотемпературных процессов с целью выделения тяжелых углеводородов.

На чисто газовых м-ниях для подготовки газа в качестве осн. (типового) процесса рекомендуется гл. обр. абсорбционный способ осушки газа высококонцентриров. водными растворами гликолей. Адсорбционную осушку газа используют реже при соответствующем технико-экономич. обосновании. Так, на *Медвежьем месторождении* ряд УКПГ из сеноманских залежей был построен с использованием адсорбционной осушки (в качестве адсорбента применен силикагель), а при проектировании последующих УКПГ осуществлен переход на абсорбционные методы (с использованием диэтиленгликоля как адсорбента). При обустройстве *Уренгойского месторождения* и Ямбургского м-ния предпочтение было отдано абсорбционным методам.

На газоконденсатных м-ниях для подготовки газа в качестве осн. (типового) процесса рекомендуется НТС с применением дроссель-эффекта для получения холода в начальной стадии эксплуатации м-ния и турбодетандеров или холодильных агрегатов на этапе падающей добычи. При соответствующем технико-экономич. обосновании технология НТС может дополняться др. низкотемпературными процессами. Напр., на Уренгойском м-нии обработка природного газа валанжинских залежей производится на УКПГ с применением метода НТС.

УКПГ включают ряд однотипных технологич. линий или ниток (от 2 до 10, причем применительно к крупным м-ниям имеется тенденция к увеличению кол-ва технологич. линий и их производительности). Напр., проектная производительность технологич. линий УКПГ из валанжинских залежей Уренгойского м-ния составляет 5 млн. м³/сут. Разработано технологич. оборудование на производительность в 10–15 млн. м³/сут. При наличии ряда технологич. ниток на УКПГ возникает проблема обеспечения равномерной загрузки по жидкой фазе входных сепараторов разных ниток. Эта проблема решается введением спец. раздаточных коллекторов, а также посредством закольцовывания коллекторов вокруг УКПГ.

При проектировании установок и оборудования объектов добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата на весь период разработки м-ния должны учитываться также требования по резервированию производительности оборудования в связи с падением пластового давления, вводом в эксплуатацию ДКС и другими факторами, определяемыми проектом разработки.

Углеводородный конденсат, получаемый из природного газа на УКПГ газоконденсатных м-ний, должен быть подго-

товлен к транспортировке в соответствии с ОСТом. Рассматриваемый технологич. процесс может осуществляться непосредственно на УКПГ или же на отд. установке по стабилизации конденсата. В последнем случае нестабильный (или частично стабилизиров.) конденсат поступает на системе внутрипромысловых конденсаторов по соответствующую централизов. установку стабилизации сразу с нескольких УКПГ. Подобная схема принята на Уренгойском и Ямбургском м-ниях: *нестабильный конденсат* с четырех УКПГ валанжинских залежей Уренгойского м-ния и с одной УКПГ валанжинской залежи Ямбургского м-ния поступает на *Уренгойское управление по подготовке конденсата к транспорту* и далее на *Сургутский завод стабилизации конденсата*.

Газовый конденсат подготавливают к транспортировке по след. типовым технологиям: деэтанализация газового конденсата с получением газового конденсата $C_3H_{8+высш}$; дебутанизация газового конденсата с получением стабильного газового конденсата $C_3H_{12+высш}$.

Кроме того, на установках подготовки конденсата к транспорту может предусматриваться получение широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов или их фракций, моторного топлива и др. продуктов газопереработки (произ-во непосредственно на *газовом промысле на малогабаритных установках* моторных топлив и др. углеводородных продуктов преим. на собств. нужды). Дальнейшая переработка газового конденсата и ШФЛУ, поступающих с УКПГ газоконденсатных м-ний и с установок стабилизации конденсата, осуществляется на *газоперерабатывающих заводах*.

Опыт эксплуатации газопромысловых объектов показывает, что при эксплуатации газового промысла появляются трудности и дополнительные осложнения, не предусмотренные проектом обустройства. К числу типовых осложнений и технологич. проблем относятся: недостаточная эффективность оборудования (в первую очередь, сепарационного и теплообменного); ускоренная коррозия технологич. оборудования и промысловых коммуникаций; из-за выноса пластовой минерализов. воды происходит более интенсивное засоление и загрязнение абсорбентов механич. примесями и продуктами их окисления и осмоления; для газоконденсатных м-ний на стадии технологич. проектирования не всегда достоверно прогнозируется возможность парафиноотложения в теплообменном оборудовании, сепараторах и разделителях (обычно выявляется уже в начальный период эксплуатации м-ния); необходимость в модернизации оборудования с целью повышения его эффективности и производительности; из-за изменения параметров сырья и влияния конъюнктуры рынка появляются потребности в произ-ве дополнительной продукции (так, на северных м-ниях возникает необходимость в стр-ве малогабаритных установок по произ-ву дизельного

топлива, бензина газоконденсатного, хладагентов и т. п.).

Т. о., при эксплуатации промысловых систем имеют место те или иные отклонения от проектов обустройства м-ний, а также выявляется ряд технологич. осложнений, не предусмотренных проектом. Это приводит к необходимости модернизации и реконструкции наземных систем добычи газа (обычно через 10–15 лет после ввода м-ния в эксплуатацию).

Лит.: Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е., Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1988; Чуракаев А. М., Газоперерабатывающие заводы и установки, М., 1994; Гриценко А. И., Истомина В. А., Кульков А. Н. и др., Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999.

В. А. Истомина.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ месторождения природного газа – инновационный процесс исследования, формирования, обоснования и выбора оптимального варианта *системы разработки*, обеспечивающей рентабельность инвестиций в освоение м-ния при соблюдении условий рационального недропользования и экологич. безопасности.

Процесс проектирования – это комплекс исследований геотехнологич., геолого-экономич., геоэкологич. инвестиционных показателей освоения м-ния.

П. р. включает стадии предпроектных технико-экономич. обоснований и собственно П. р. и обустройства м-ния (проекты, технологич. схемы). Технич.-экономическое обоснование (ТЭО) – проектный документ, обосновывающий целесообразность освоения м-ния. ТЭО включает: определение целей проекта; прогноз «внешних условий» его реализации; составление разл. вариантов технологич. схем и технич. решений (обустройства); оценку сравнительной экономич. эффективности; оценку побочных соц. и экологич. последствий реализации проекта; суммарную комплексную оценку проекта и присущую ему степень инвестиционного риска и надежности полученных оценок. Наиболее приемлемые (экспертно оцененные) варианты (вариант) принимают к детальной проектной проработке и утверждают в виде «Технического задания на составление технологического проекта разработки».

ТЭО разработки м-ний входят также в состав проектной документации, представляемой для получения *лицензии* на добычу газа.

В совр. практике предусмотрен ряд проектных документов на разработку м-ния: технологические схемы; проекты пробной эксплуатации; проекты опытно-пром. эксплуатации; проекты разработки; коррективы к проектам разработки; проекты консервации м-ния.

Технологическая схема разработки газового м-ния – комплекс технологич. и технич. решений по реализации системы разработки, характеризующейся определенной структурой природно-технологич. комплекса (*эксплуатационные объекты*, системы размещения скважин,

способы воздействия и др.) и проектными технологич. показателями разработки.

Технологич. схемы являются составной частью разл. проектных документов (ТЭО, проекта опытно-пром. эксплуатации, проекта разработки и др.), в каждом из которых используются разл. структура и степени детализации схем, адекватные (по объему и качеству) имеющейся геотехнологич. информации.

Проекты пробной эксплуатации определяют задачи, порядок проведения и технологич. показатели эксплуатации одной или нескольких скважин, расположенных на отд. опытных участках (полигонах) м-ния.

Пробная эксплуатация проводится с целью получения геолого-технологич. информации, необходимой для составления проекта разработки, а также для мысленно-экспериментальной проверки новых технологий и техники.

Проект опытно-промышленной эксплуатации (проект ОПЭ) – технологич. проект опытно-пром. эксплуатации газового м-ния, составляемый на 1-й стадии проектирования для определения пром. освоения м-ния путем решения задач пром. разведки и поставок товарной продукции.

Проект ОПЭ, помимо составления очередности технологич. схем разработки, предусматривает проведение широкого комплекса геолого-геофизич., газогидродинамич. и спец. исследований скважин и пластов с целью уточнения геометрич. (морфологич.) характеристик *объемно-коллекторских свойств* пласта, *запасов* газа, активности водоносного бассейна, *дуктивности* скважин и их *добычн. возможностей*, определения эффективности разл. методов *интенсификации* потока газа к скважине, оценки эффективности разл. технич. решений. Как правило, проект ОПЭ составляется на 3–5 лет.

На основе результатов проведения ОПЭ подготавливается новая информационная база для составления проекта пром. разработки.

Технологический проект разработки месторождения – составная основополагающая часть инвестиционного проекта освоения м-ния, определяющая рациональную (с т. зр. недропользования) систему разработки объекта и концептуально технич. систему (системы добычи, сбора и промысловой обработки газа), обеспечивающую рентабельные поставки товарной продукции.

Поскольку в этом случае речь идет о проектировании системы извлечения газа из объекта недропользования (м-ния, залежи), целесообразно обозначить проекты как геотехнологические в отличие от технологич. проектов обустройства м-ния.

Проект промышленной разработки – геотехнологич. проект развития системы разработки на период постоянной и падающей добычи, включающая оценку вариантов использования объекта разработки для др. технологич. целей (перевод в *подземное хранение газа* и др.), а также рекомендации по

повышению остаточных запасов (после окончания пром. разработки) низкопарного газа. Для газоконденсатных м-ний проект пром. разработки – это оценка целесообразности применения *вторичных методов разработки*.

Коррективы к проекту разработки м-ния составляются в процессе его эксплуатации по результатам периодически проводимых *анализов разработки* или авторского контроля за реализацией проекта. Коррективы в систему разработки вводятся в том случае, если: фактич. технич. показатели не соответствуют проектным (проект реконструкции системы разработки); выявилась целесообразность реализации новых технологий и технич. (проект модернизации системы разработки).

Проект обустройства м-ния – совокупность технич. и технич. проектов системы добычи, сбора и промышленной подготовки газа и конденсата, составляемых для реализации принятого геотехнологич. проекта разработки. Они проектируются на основе результатов геол. изысканий на территории м-ния, технич. и проектно-конструктивных исследований разл. вариантов технологий и технич. средств, оценки экологич. и соц. последствий стр-ва и эксплуатации объекта, оценки рентабельности газодоб. предприятия. Проект обустройства оформляется в виде комплекса рабочих документов на стр-во газодоб. комплексов целиком или отд. его очередей освоения (подробно см. в ст. *Проектирование обустройства*).

Комплексный проект, включающий геотехнологич. проект разработки и технич. проект обустройства, является по задачам и содержанию инвестиционным проектом газодоб. (или) предприятия – это комплекс геотехнологич., технолого-технич., экономич., социол. и соц. решений, оформленный в виде единого документа и предусматривающий достижение след. целей: обоснование рациональной технологической схемы разработки (геотехнологич. проект); определение наилучшей совокупности технич. и технич. решений и параметров будущего газового промысла и его инфраструктуры (проект обустройства).

Составление комплексных проектов позволяет наиболее эффективно реализовать новые геотехнологии, промышленные технологии подготовки газа, предназначенные для повышения рентабельности инвестиций, рационального недропользования и экологич. безопасности. Особенно это относится к м-ниям с небольшими запасами газа (до 20 млрд. м³), рентабельность освоения к-рых в большой степени зависит от удачного выбора потребителя.

Проекты реконструкции и модернизации системы разработки включают анализ причин отклонения фактич. показателей разработки от проектных, фактич. эффективности систем, результатов финансовой деятельности газодоб. предприятия, включая изменение факторов воздействия внеш. среды, с целью

выработки управляющих воздействий для повышения эффективности ее функционирования и рентабельности предприятия. Проекты модернизации могут быть связаны и с целью внедрения появившихся новых геотехнологич. и технич. средств добычи газа (закачка разл. агентов в пласт, методы воздействия на пласт и призабойную зону скважины, бурение скважин с горизонтальными стволами и др.).

Совр. условия рационального лицензионного недропользования предъявляют новые требования, к-рые обуславливают необходимость перехода от систем контроля и анализа разработки к созданию глобальных наблюдательных комплексов – *систем сопряженного мониторинга*.

При П. р. м-ний широко используются отд. элементы информационных технологий. В первое время создавались и использовались системы автоматизированного проектирования (САПР), к-рые являются эффективной формой организации проектных работ. Они работают в режиме диалога человек–машина, объединяют разл. комбинации отд. модулей (блоков) технологич. и технич. систем, обширный банк нормативов и моделей, используют компьютерные технологии и технич. средства (сервис) для ввода исходной информации и представления результатов в текстовой, графич. и др. формах.

При составлении проектов разработки и обустройства используются принципиально разл. системы автоматизации и проектирования. Для проектов обустройства используются разл. модификации САПР, характерные для проектирования технич. систем и их стр-ва.

Для проектирования геотехнологич. систем разработки используются компьютерные технологии П. р. Они предусматривают использование комплекса компьютерных пакетов программ как единой технологич. системы для исследования технологич. и экономич. эффективности разл. вариантов технологич. схем, визуализации (в т. ч. томографии) результатов моделирования объекта и математич. эксперимента на нем. Используемые пакеты программ включают: имитационные модели всего объекта и отд. его элементов; спец. модели для исследования отд. внутривязовых явлений (геодинамич. и термодинамич. явлений, *фазовых переходов* и др.); экономич. модели; модели для оценки геотехнологич. рисков и др.

Компьютерное проектирование использует технич. средства для ввода информации и представления результатов в требуемой регламентами форме.

Совр. методология П. р. м-ний как инвестиционной деятельности включает научные основы проектирования и анализа разработки и упр-ния проектами. Это системная совокупность концепций, методологий и вычислительных средств, используемых для описания и исследования функционирования природно-технологич. систем (м-ния природного газа) с целью разработки эффективных (в т. ч. рентабельных) геотехно-

логич. и технич. средств извлечения природного газа из недр и систем упр-ния ими. Традиционно они включали науч. обеспечение проектных работ результатами исследований в области: геолого-промыслового изучения объекта (геологич. основы), теории разработки (теоретич. основы), технологии и техники добычи газа (технологич.-технич. основы), экономич. эффективности произ-ва (экономич. основы).

Совр. науч. основы строятся на концепциях рационального лицензионного недропользования и включают: теорию упр-ния проектами в условиях рыночной экономики и лицензионного недропользования; методы и средства имитационного моделирования поведения геобъекта со всем спектром содержащихся в нем георесурсов (подробно см. в ст. *Моделирование геотехнологических процессов*); технологию компьютерного проектирования и анализа разработки; микроэкономике газодоб. предприятия с оценкой его рентабельности в разл. периоды эксплуатации; оценку геотехнологич. риска, экологич., техногенных и соц. последствий освоения лицензионного участка.

Лит.: Коротчаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Лапук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974; Вяхириев Р. И., Коротчаев Ю. П., Кабанов Н. И., Теория и опыт добычи газа, М., 1998; Вяхириев Р. И., Коротчаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ – разработка комплексной технич. документации (проекта), содержащей технико-экономич. обоснования, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки и др. материалы, необходимые для стр-ва новых, а также расширения и реконструкции действующих объектов трубопроводного транспорта (нефти, газа и др.). Методология комплексного П. т. предусматривает макс. автоматизацию проектных работ при строгой регламентации последовательности и содержания этапов проектирования в соответствии с Единой системой конструкторской документации. П. т. ведется специализиров. проектными ин-тами на основании заданий на проектирование, утвержденных в установленном порядке.

Разработка проектно-сметной документации предшествует выполнению схем развития соответствующего трубопроводного транспорта на перспективу (не менее чем на 15 лет), в к-рых определяются осн. показатели трубопроводных систем, отд. трубопроводов и отводов от них, обосновывается целесообразность проектирования, определяются расчетная стоимость и примерные сроки стр-ва. По схемам развития ведутся технико-экономич. расчеты и технико-экономич. обоснования (ТЭО), в к-рых определяется порядок разработки проектно-сметной документации: в две (проект и рабочая документация) или в одну стадию (рабочий проект).

При составлении ТЭО определяются осн. параметры трубопровода (диаметр,

рабочее давление, число перекачивающих станций), по укрупненным показателям — стоимость стр-ва, сопоставляемые экономич. показатели трубопровода с др. видами транспорта.

В соответствии с ТЭО выдается задание на проектирование, в котором указываются: назначение трубопровода; годовая пропускная способность с разбивкой по очередям стр-ва; характеристики всех подлежащих транспортировке продуктов; направление трубопровода, перечень пунктов путевого отбора или подкачки продуктов с указанием кол-ва по сортам; сроки начала и окончания стр-ва по очередям; сроки представления технич. документации по стадиям проектирования; наименование проектировщика и генерального подрядчика. Задание на П. т. — осн. исходный документ, и все положения, содержащиеся в нем, должны получить отражение в проекте. На стадии технич. проекта производятся все необходимые изыскания, разрабатываются осн. технич. решения по проектируемым объектам и охране окружающей среды, организации стр-ва трубопровода, определяются общая стоимость стр-ва и осн. технико-экономич. показатели.

К осн. видам инж. изысканий для стр-ва трубопроводов относятся: инж.-геодезические, инж.-геологические и инж.-гидрологические. Изыскания проводят в 3 стадии: рекогносцировочные изыскания (при выборе трассы), предварительные (для разработки проекта), окончательные (для разработки рабочей документации). При изысканиях широко используются результаты аэрокосмич. исследований и аэрофотосъемки. Для разработки рабочего проекта выполняются одностадийные изыскания.

При выборе технич. решений при П. т. должен быть обеспечен высокий уровень индустриализации стр-ва, широко используются унифицированные и типовые проекты, компрессорные и насосные станции целесообразно проектировать в комплексно-блочном исполнении. При проектировании *морских трубопроводов* учитываются гидрологич. и гидробиологич. условия акватории, широкий диапазон внеш. воздействий, сложные условия работы, особенности их конструкций и технологии сооружения, жесткие требования к охране окружающей среды. Стр-во *подводных переходов* осуществляется по индивидуальным проектам.

В проекте организации стр-ва составляется схема движения комплексных технологич. строительных потоков по объектам, распределяются объемы работ строительным орг-циям, строятся графики оптимального обеспечения стр-ва материально-технич. ресурсами.

Технология сооружения магистральных трубопроводов связана с неизбежными нарушениями поверхности в полосе стр-ва, срезки грунта на продольных и поперечных уклонах, расчисткой трассы от растительности; при стр-ве *подводных трубопроводов* разрабатываются траншеи в береговой, прирусловой и русловой частях водоемов. Воздействия на окру-

жающую среду в эксплуатационный период проявляются в течение более длительного времени в виде загрязнения грунтов вдоль трассы трубопровода и пересекаемых рек и водоемов. В соответствии с многочисленностью видов воздействия на объекты окружающей среды и их разнообразием комплекс инж.-технич. мероприятий по обеспечению сохранности окружающей среды основывается на результатах биологич., экономич. и инж.-технич. исследований. Последние направлены на разработку конструкций трубопровода, технологии стр-ва и эксплуатации, средств механизации, обеспечивающих большую сохранность окружающей среды, способов ликвидации последствий сооружения трубопровода, методик прогнозирования возможного ущерба окружающей среде.

После рассмотрения технич. проекта и сметной документации экспертной комиссией и их утверждения проектная организация приступает к составлению рабочих чертежей, в соответствии с утвержденным технич. проектом. Иногда допускаются отд. отступления от проекта, направленные на улучшение его решений, не вызывающие увеличения утвержденной сметной стоимости.

В процессе проектирования автоматизиров. трубопроводных систем учитываются накопленный опыт сооружения и эксплуатации трубопроводных систем, большой объем н.-и. и опытно-конструкторских работ, экспериментальных исследований, использование спец. оборудования и аппаратуры. При этом выявляются и учитываются предельные условия работы трубопроводов, особенно в р-нах Крайнего Севера и Сибири, их прогнозирование и изменение в течение всего периода эксплуатации трубопроводной системы. При автоматизиров. П. т. возможна широкая унификация и стандартизация элементов трубопроводных систем.

Система автоматизиров. проектирования магистральных трубопроводов реализуется в виде наборов след. технологич. линий проектирования: синтез структуры и составление моделей; выбор трассы и осн. технологич. параметров; инж. изыскания; проектирование линейной части компрессорных станций, а также вспомогательных сооружений; расчет и выпуск смет.

Используется также ряд однотипных проектных операций, выполняемых по одним и тем же правилам и нормам для объектов подготовки, транспорта и переработки газа: по обработке материалов инж. изысканий; телемеханизации и автоматизации; конструированию внутр. трубопроводных коммуникаций и прочностные расчеты; электроснабжению и электрооборудованию; расчету тепловых сетей, отоплению и вентиляции, по защите окружающей среды, связи и сигнализации, архитектурно-строительным решениям, проектированию автодорог. Для каждого конкретного *магистрального газопровода* составляются и увязываются сетевые графики П. т.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ, промстоки, — воды, использованные в технологич. процессах или образовавшиеся при добыче полезных ископаемых (в т. ч. природного газа).

Промстоки вносят весомый вклад в водоотведение газовой пром-сти. Осн. источниками их образования на предприятиях отрасли являются процессы: *стариации газа* (конденсационно-пластовые сточные воды, содержащие нефтепродукты, песок, глинистые частицы, в некоторых случаях *ингибиторы коррозии*, *ингибиторы гидратообразования*, ионы железа, сероводород и углекислый газ, *гликоли*); регенерации *метанола* (кубовая жидкость, содержащая метанол); создания подземных емкостей для хранения жидких и сжиженных продуктов в толще каменной соли размывом технич. водой; промывки оборудования (промывочные воды, содержащие взвешенные вещества и специфич. загрязнители); продувки колод и систем обратного водоснабжения (*сточные воды*, содержащие соли натрия и калия); водоподготовки (сточные воды установок водоподготовки); охлаждения оборудования (сточные воды, загрязненные солями и взвешенными веществами); охлаждения оборудования (сточные воды, загрязненные солями и взвешенными веществами); вспомогательного пром-ва (сточные воды ремонтно-механич. цехов, гаражей и др.).

На *станциях подземного хранения* газа образование промстоков находится в прямой зависимости от циклич. характера работы предприятия. Во время закладки газа промстоки имеют миним. объем. В период отбора газа из *подземного хранилища* газа появляется полупластовая вода, добываемая из скважины вместе с газом.

На подземных хранилищах жидких и сжиженных продуктов, созданных в толще каменной соли, осн. объемы промстоков образуются в процессе создания подземных емкостей методом размыва технич. водой. В качестве технич. воды используются предварительно подготовленные хозяйственно-бытовые, ливневые и производств. стоки. В процессе размыва образуются т. н. строительные рассолы, объемы к-рых тем больше, чем крупнее подземная емкость. Создание подземной емкости требует 7–10-кратного объема технич. воды.

На состав П. с. в. оказывают влияние природный состав *пластовых вод* и переменяемые реагенты при добыче, подготовке и переработке газа. Стоки сероводородки и осушки газа содержат в относительно больших концентрациях амины, гликоли, сероводород. Часть специфич. загрязнителей (углеводородный конденсат, метанол, *диэтиленгликоль*, сероводород и др.) может быть извлечена из производств. стоков в случае экономич. оправданности этого процесса. В случае извлечения метанола речь идет о не менее 15%-ном содержании компонента в промстоках.

По солевому составу можно выделить сточные воды хлоркальциевые (жест-

ские) и гидрокарбонатно-натриевые (щелочные).

Выбор технологии очистки промстоков и очистного оборудования производится исходя из химич. состава промстоков и требований к качеству очищенных сточных вод. Т.к. осн. загрязнителями промстоков являются взвешенные вещества (песок, частицы глины) и нефтепродукты, необходимой составляющей *очистных сооружений* промстоков являются сооружения механич. очистки сточных вод, к-рые представлены решетками, песколовками, отстойниками, нефтеловушками и фильтрами.

Промстоки с качеств. составом, близким к хозяйственно-бытовому стоку, могут проходить обработку на очистных сооружениях биологич. очистки совместно с хозяйственно-бытовыми стоками. Сооружения биологич. очистки в осн. представляют *аэротехники* и биопруды.

Разнообразный качеств. и количеств. состав промстоков определяет выбор метода утилизации в случае невозможности или невыгодности их очистки до необходимых требований к сбросу в поверхностные подтоки и водоемы. На предприятиях отрасли применяются след. методы утилизации промстоков: сбор в емкости, обезвреживание (сжигание на *факельных установках*) и подземное захоронение стоков. Выбор метода определяется экологич. и экономич. целесообразностью его применения.

В случаях небольших объемов или невозможности очистки промстоков до требуемых норм на ряде предприятий они собираются в емкости закрытого и открытого типа. Иногда емкости служат временным сборным резервуаром перед принятием обезвреживанием или закачкой в пласт.

Сбор промстоков в емкости в большинстве случаев является временной мерой. Емкости могут служить вторичным источником загрязнения природной среды (загрязнение почвы и водной среды в результате разливов, испарение токсичных веществ в атм. воздух с открытой поверхности и через дыхательные клапаны). Необходимо разработка технич. решений по утилизации углеводородного конденсата и шлама сборных емкостей.

Сжигание на газифакельных установках (ГФУ) не является экологически безопасным способом утилизации промстоков, т.к. при термич. обезвреживании происходит вторичное загрязнение ландшафта *загрязняющими веществами*, в т.ч. тяжелыми металлами, за счет распыления выбросов ГФУ. *Продукты сгорания* поступают в атмосферу и впоследствии оседают на поверхность земли и открытые водоемы. Кроме того, производительность ГФУ недостаточна для утилизации значительных объемов стоков.

Подземное захоронение пром. сточных вод (ПЗС) широко практикуется в газовой промышленности с целью предотвращения загрязнения земной поверхности, открытых водоемов и пресных подземных вод. ПЗС возможно при соответствующих благоприятных геологич., гидрогеологич.

условиях и получении разрешения органов по охране окружающей среды. Захоронение осуществляется путем закачки в глубокие, надежно изолиров. *водоносные горизонты*, не содержащие пресных, бальнеологич., минеральных, термальных и пром. вод, к-рые используются или намечаются к использованию.

В осн. перед закачкой в поглощающие скважины для обеспечения требований по составу сточных вод промстоки проходят подготовку по схеме: песколовки – нефтеловушки или песколовки – флотационные установки.

Полигоны подземного захоронения сточных вод представляют собой комплекс сооружений для сбора стоков, подготовки сточных вод, нагнетательных и наблюдательных скважин. При проектировании систем подземного захоронения сточных вод разрабатывается геолого-гидрогеологич. обоснование и технол. схема ПЗС и проект обустройства полигона ПЗС. В процессе проектирования обосновываются системы сбора стоков, необходимая подготовка их перед закачкой, определяется кол-во, местоположение и конструкция нагнетательных и наблюдательных скважин.

Подготовка стоков перед закачкой должна обеспечить стабильный прием поглощающим горизонтом необходимых объемов сточных вод при оптимальных давлениях нагнетания в течение длительного времени.

Т.к. захороняемые промстоки обладают коррозионной агрессивностью, емкости для сбора стоков, трубопроводы, эксплуатационные обсадные колонны, *насосно-компрессорные трубы и запорную арматуру* применяют в антикоррозионном исполнении.

Важное значение имеют рекомендации по эксплуатации полигонов ПЗС, т.е. режим подачи и подготовки сточных вод, их закачки, технич. решения возможных проблемных вопросов, по контролю экологич. безопасности ПЗС.

Для обеспечения охраны окружающей среды на полигонах закачки стоков организуются *санитарно-защитные зоны* и проводится комплекс мероприятий по предотвращению разливов и утечек стоков, а также вертикальных перетоков сточных вод внутри скважин и за *обсадными колоннами*.

Н. В. Попадько.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ в газовой промышленности – регулярные наблюдения за выбросами в атмосферу *загрязняющих веществ* одного или нескольких предварительно выделенных пром. предприятий.

Осуществляется по заданной программе с помощью измерительных средств, расположенных вне территории контролируемого объекта.

Как и все виды *экологического мониторинга*, П.э.м. осуществляет контроль за уровнем загрязнения атм. воздуха и обеспечивает интересов. организации текущей и экстренной информацией об изменениях в окружающей природной среде. Цель системы П.э.м. – контроль

за источниками выбросов путем анализа степени загрязнения воздуха в точках размещения измерительной сети мониторинга. П.э.м. относится к локальному виду мониторинга.

П.э.м. обязан обеспечить постоянную оценку качества атм. воздуха и установить причины и виновников аномальных экологич. условий в контролируемом р-не. Тем самым система П.э.м. готовит информацию о состоянии контролируемого объекта для организаций, занимающихся упр-нием качеством окружающей среды. П.э.м. входит в структуру информационно-поддержки принятия решений в соответствующей территориальной системе экологич. мониторинга.

П.э.м. – иерархически построенная информационно-измерительно-аналитич. система, к-рая формируется из элементов измерительной сети (ниж. уровень), пунктов промежуточной обработки информации для структурно сложных и масштабных объектов контроля (промежуточный уровень) и информационно-аналитич. центра (верх. уровень). Все уровни структурно включают в себя элементы систем передачи данных по автоматизиров. телефонным или радиолиниям связи.

Осн. принципы построения П.э.м.: сопряженность с системой экологич. нормирования; обеспечение оперативной информацией региональной системы упр-ния состоянием окружающей среды.

Основной элемент системы П.э.м. – информационно-аналитический центр (ИАЦ), представляющий собой комплекс вычислительных машин и средств получения и передачи данных. Центр осуществляет упр-ние всей системой производств. мониторинга, сбор, обработку и анализ входной информации, подготовку управленческих решений и предоставления выходной информации для организационных структур, принимающих решения в области охраны природы и обеспечения экологич. безопасности на локальном, местном и территориальном уровнях.

Функции ИАЦ: формирование и управление динамич. специализиров. банка данных; создание и обеспечение работоспособности сложных алгоритмов распознавания аномальных экологич. ситуаций и определения их причин в условиях неполной и стохастич. информации; подготовка в удобной форме выходной информации, сопровождаемой статистич. оценками.

П.э.м. может использовать разл. измерительные системы, начиная с простейшего лабораторного анализа и кончая оптич. трассовыми газоанализаторами и приборами *аэрокосмического мониторинга*.

В системах экологич. мониторинга в осн. используются стационарные посты контроля загазованности (ПКЗ) атм. воздуха. Это полностью автоматизиров. микролаборатории контроля качества атм. воздуха, представляющие собой закрытые контейнеры с комплектом газоанализаторов на разл. вещества, с системой автономной поддержки

жизнеобеспечения внутри контейнера (энергия, макроклимат), с управляющим контроллером, обеспечивающим периодич. автоматизиров. отбор проб окружающего воздуха, его анализ и передачу результатов в ИАЦ системы мониторинга. На крыше контейнера, как правило, размещается матчевое устройство с комплектом метеодатчиков, данные от к-рых также автоматически передаются в ИАЦ.

В построении системы П. э. м. важным является выбор месторасположения фиксиров. числа ПКЗ, на схему размещения к-рых, в первую очередь, влияют комплекс технич. требований и ограничений к системе П. э. м. и технич. описание источников выбросов.

Комплекс технич. требований (экономич., географич., аппаратурных, метеорологич., экологич. и др.) отражается на схеме размещения ПКЗ. Поэтому в технич. задании на систему П. э. м. должен быть сформирован перечень требований с технич. (числовой) характеристикой каждой позиции.

При разработке технич. задания необходимо наряду с использованием математич. моделирования и на основе изучения технологич. регламентов (рабочих проектов) выделить приоритетные источники выбросов вредных веществ у контролируемого пром. объекта и получить их описания в соответствии с разрабатываемыми алгоритмами анализа экологич. обстановки.

Важным вопросом при разработке системы П. э. м. является создание нормативной базы для возможности использования результатов работы системы в упр-нии качеством атм. воздуха. По результатам мониторинга соответствующие компетентные органы должны иметь право вмешиваться в деятельность предприятий, приводящих к сверхнормативному загрязнению окружающей среды, до ликвидации аномальной ситуации и улучшения соответствующего технологич. процесса, устраняющего возможность таких загрязнений.

В основу показателя эффективности П. э. м. положено понятие контролируемости источника выбросов вредных веществ (концентрация вредного вещества, выбрасываемого источником, в точке расположения измерительного прибора должна превышать его порог чувствительности). В качестве показателя эффективности работы системы П. э. м. выбрана вероятность контроля системой за всеми источниками выбросов вредных веществ пром. комплекса по представительной выборке, характеризующей многолетние погодные условия. Этот показатель меняется от 0 (ни один ПКЗ не может зарегистрировать выбросы ни от одного контролируемого источника по всем выбрасываемым веществам и по всему массиву погодных условий) до 1 (все источники по всем веществам контролируются при любом варианте погодных условий). Практич. применение показателя эффективности осуществляется с помощью спец. программы, разработанной для расчета оптимальных координат размещения ПКЗ с анализаторами на неск. загрязняющих веществ.

ОАО «Газпром» одним из первых в России разработал и начал внедрять систему П. э. м., сделав его основой экологизации своей хозяйств. деятельности. П. э. м. газовой пром-сти включает комплекс технич. средств и методов, нормативно-технич. документов и организационной структуры, обеспечивающих измерение и контроль *выбросов* и сбросов с технологич. объектов отрасли, а также объектов социально-бытовой и производств. инфраструктуры во время их стр-ва и при их эксплуатации.

Структуру системы П. э. м. составляют: сети сбора информации, в т. ч. наземные (стационарные посты, передвижные и стационарные лаборатории) и аэрокосмич. средства (структура и разветвленность сети будет разной для разл. предприятий, поскольку это зависит от состава и кол-ва объектов на предприятии, природных особенностей и связанной с ними необходимости ведения тех или иных видов и др. факторов); центры сбора информации на уровне объектов; центры сбора и анализа информации, планирования природоохранной деятельности на уровне предприятий; центры сбора и анализа информации, планирования природоохранной деятельности «Газпрома»; системы сбора и передачи информации от сети сбора информации до «Газпрома», а также в региональные и федеральные центры Единой гос. системы экологич. мониторинга (ЕГСЭМ).

Объектами контроля в системе П. э. м. являются: при бурении скважин – выбросы в атмосферу при продувках и разгерметизации оборудования, открытое аварийное фонтанирование, отходящие газы от силовых приводов и передвижных источников загрязнения; отводимые на рельеф *пластовые воды*, отработанные *буровой раствор* в амбаре и *буферная жидкость*, стоки с обмыва вибросты, с опрессовки бурового инструмента и обсадных труб, с промывки цементировочных агрегатов, с питания вакуумных насосов, хозяйственно-бытовые стоки; твердые отходы вышкломонтажных и буровых работ (металл, пластмасса, буровой шлам); при строительстве – площади временно и постоянно отчуждаемых земель, выбросы в атмосферу от стационарных (теплоэнергетич. объекты временных поселков строителей, пром. зон и трубосварочных баз) и передвижных (транспортная и строительная техника) источников загрязнения; выбросы газа при пневматич. испытании трубопроводов, сборы воды при гидравлич. испытаниях в амбарах-отстойниках и на рельеф; твердые строительные и бытовые отходы, промышленно-бытовые стоки пром. и селитебной (в пределах *санитарно-защитной зоны*) зон; при добыче и подготовке газа к транспорту – кусты эксплуатационных скважин (выбросы в атмосферу при плановых продувках и при разгерметизации *устьевого оборудования*), трубопроводов *удельной подготовки*, *устьевого оборудования*, *установок комплексной подготовки газа* (выбросы в атмосферу от продувочных свечей, от печей регенерации *диэти-*

ленгликолей, цехов компримирования газа, хладагентов от станций охлаждения газа, пунктов сепарации газа); от факельного хоз-ва, объектов энерго- и тепло-снабжения; отводимые в канализационные очистные сооружения и в поглощающие скважины промышленно-бытовые стоки; промышленные и селитебные (жилые) зоны (в пределах эксплуатирующихся м-ний углеводородов) – выбросы в атмосферу от аспирационных и нагревательных источников теплоэнергетич. назначения, от ремонтных и транспортных цехов, от передвижных источников загрязнения, транспортных средств и спец. техники, канализационные, ливневые и промышленно-бытовые стоки, отводимые в водотоки и на рельеф; *примысловые* и *магистральные трубопроводы* – при пневматич. и гидравлич. испытаниях, плановых очистках внутр. полости, разгерметизации *запорной арматуры* и образовании свищей, при аварийных отказах с выбросом газа в атмосферу; компрессорные станции (в т. ч. дожимные) – выбросы в атмосферу от *газоперекачивающих агрегатов*, продувочных свечей, разгерметизации оборудования, выбросы хладагентов на станции охлаждения газа, сброс канализационных очищенных и неочищенных хозяйственно-бытовых и промстоков; *газоперерабатывающие заводы* – выбросы в атмосферу от факелов, труб, печей дожига и котельных, установок стабилизации конденсата, очистки *газа* от *меркптанов*, установок Клауса и доочистки газов, резервуаров и емкостей готовой продукции, сбросы в канализационную сеть и выпуски очищенных промышленно-бытовых стоков на рельеф и в водотоки; подземные хранилища газа – площадная диффузия метана, разгерметизация нагнетательных скважин; *ландшафты* и почвы (затронутые при стр-ве объектов); *водопольные горизонты* (грунтовые и *подземные воды*), используемые для водоснабжения производств, объектов и жилых поселков, не входящие в число объектов регулярных гидрохимич. обследований по программе общегос. службы наблюдения и контроля за уровнем загрязнения *внеш. среды*) – инфильтрация промышленно-бытовых стоков, аварийные разливы конденсата, топлива, ингибиторов от продуктопроводов, утечки из резервуаров и емкостей хранения продукции газоперерабатывающих з-дов, складов лагуче-смазочных материалов, разгерметизация нагнетательных скважин, утечки бурового раствора из амбаров-накопителей, бурение разведочных и промысловых скважин с нарушением технологии проходки и крепления, сброс пластовых вод на рельеф; селитебные зоны и поселки – по направлению преобладающих ветров на расстоянии радиуса влияния аварии на газотранспортном объекте при отсутствии систем наблюдения и контроля за выбросами и сбросами загрязняющих веществ в окружающую природную среду по программе развития ЕГСЭМ.

Для выделенных объектов контроля характеризованы варианты систем наземной сети мониторинга по видам контроля: автоматический – автоматич. сбор и обработка информации от первичных измерительных устройств о концентрации в пробе загрязняющих веществ, представление ее оператору и обработка необходимого управляющего воздействия; инструментальный – автоматич. стационарные и переносные аналитич. средства; инструментально-лабораторный – отбор проб с их последующей обработкой в аналитич. химич. лабораториях и анализ на автоматич. и полуавтоматич. универсальных и специализированных приборах; индикаторный метод – использование селективных индикаторных элементов.

В отрасли установлен типовой перечень измеряемых компонентов и диапазоны измерений, разработаны регламенты контроля пром. выбросов, качества атм. воздуха, правила контроля поверхностных и сточных вод.

Также определены технич. требования к типовой автоматич. станции контроля загрязнения атмосферы, к типовой передвижной лаборатории контроля загрязнения атмосферы, к универсальной передвижной лаборатории контроля окружающей среды, к автоматич. системе контроля газообразных пром. выбросов, к системе контроля взрывоопасных и токсичных газов, к типовой автоматич. станции контроля поверхностных и сточных вод, требования к центр. аналитич. лаборатории.

Определены потребности в технич. средствах для осн. видов П.э.м., а также для ниж. геологич. мониторинга и мониторинга экосистем по объектам-представителям и для производств. объединений ОАО «Газпром».

Лит.: Управление природоохранной деятельностью в Российской Федерации, М., 1996; Оценка и регулирование качества окружающей природной среды (под ред. А.Ф. Порядина и А.Д. Хонанского), М., 1996; Афанасьев Ю.А., Фомин С.А., Мониторинг и методы контроля окружающей среды, М., 1998.

Е.Т. Клименко, Л.В. Шарихина.

«ПРОМГАЗ» – открытое акционерное общество (ОАО), дочернее предприятие, чья акционером к-рого является ОАО «Газпром». Головной науч. центр «Газпром» по распределению и использованию газа и регион. энергетике. Адм. центр – г. Москва. Создан в 1994 на базе Всес. научно-исследовательского ин-та пром. газопользования, образованного в 1949.

В состав «П.» входят н.-и. ин-т, завод по произ-ву газопользующего оборудования. Общество имеет региональные представительства в гг. Астрахань, Новокузнецк, Орел и отделы в гг. Иркутск, Каменск-Шахтинский (Ростовская обл.).

Основа подхода «П.» в предоставлении услуг – комплексное решение вопроса от оценки обеспеченности региона энергоресурсами до проектов прокладки и реконструкции сетей низкого давления с установкой необходимого газопользующего оборудования.

«П.» предлагает также услуги по оптимизации развития и реконструкции газораспределительных сетей, повышению безопасности их эксплуатации, определению рациональной доли газа в топливно-энергетич. балансе, разработке систем мониторинга, диагностики и упр-ния газозовым хозяйством с использованием информационных технологий.

«П.» формирует региональную энергетич. политику «Газпрома». В рамках оптимизации региональных топливно-энергетич. балансов он определяет: направления развития топливо- и энергоснабжения, базирующиеся на совр. технологиях и оборудовании, энергосбережении, использовании местных и нетрадиционных топливных ресурсов; оптимальное соотношение использования природного газа и др. видов топлива; структуру и параметры газоснабжающей системы региона; эффективные направления использования инвестиций и их источники (с определением первоочередных объектов).

«П.» разрабатывает программы поэтапного перехода на энергоэффективный путь развития регионов России. Их целью является снижение энергоёмкости ВВП и создание объективных условий формирования в России единого энергетического рынка.

Для обоснования направления развития региональных ТЭК «П.» разработаны энергетич. стратегии для Астраханской, Смоленской, Томской, Калининградской областей и Краснодарского кр. Совместно с нем. компанией «Рургаз» разработан проект создания зоны высокой энергоэффективности в г. Калязин (Тверская обл.).

В 2000 с последующей редакцией «П.» совместно с Упр-нием по газификации и использованию газа «Газпрома» была разработана концепция участия «Газпрома» в газификации регионов РФ. В рамках реализации этой концепции «П.» осуществляет: разработку инвестиционных проектов газоснабжения и газификации, схем развития (реконструкции) систем распределения и использования газа, программ газификации, определяет пути повышения эффективности использования газа в регионах с учетом газосбережения и внедрения эффективного газопользующего оборудования.

«П.» осуществляет предпроектное и проектное обеспечение произ-ва, распределения и использования энергоресурсов в регионах с повышением экономич. эффективности реализуемых проектов. При этом рассматриваются задачи всей технологич. цепочки поставки и распределения газа с учетом местной сырьевой базы углеводородов, альтернативных источников энергоснабжения.

Компанией разработаны инвестиционные проекты и схемы газоснабжения Орловской, Астраханской, Томской, Челябинской, Воронежской областей, Краснодарского и Алтайского краев, Чувашской Респ. В качестве генерального проектировщика «П.» осуществляет авторский надзор за реализацией программ строительства газификации в 35 регионах Рос-

сии. По проектам компании построено более 6000 км газопроводов.

В 2002 «П.» принимал участие в работах по восстановлению сетей газоснабжения, пострадавших в результате наводнения в Краснодарском кр.

Специалисты компании создают Единую систему мониторинга, диагностики и упр-ния газовым хозяйством ОАО «Газпром». Система обеспечивает поддержку принятия управленческих решений по эксплуатации, реконструкции и развитию системы газораспределения на всех уровнях упр-ния газовым хозяйством, единое информационное пространство в сфере распределения газа.

«П.» выполняет н.-и. и проектные работы, направленные на вовлечение в хозяйств. оборот ресурсов малых м-ний. Были разработаны: инвестиционный проект газификации Енотаевского и Черныярского районов Астраханской обл. на базе комплексного освоения Северо-Шаджинского газового м-ния; стратегия рационального освоения ресурсов углеводородного сырья малых м-ний Томской обл. В «П.» создана науч. база и разработаны нормативно-методич. документы по всей технологич. цепочке от разведки до подсчета запасов малых м-ний до промысловой подготовки газа и поставки его потребителям.

С 2000 компания проводила эксперимент по исследованию возможности коммерческой добычи угольного метана в Кузнецком угольном басс., ресурсы к-рого оцениваются в 13 трлн. м³. К выполнению работ привлечены нек-рые заруб. компании. Цель эксперимента – подтверждение возможности коммерческой добычи метана и подсчет его запасов по пром. категориям. Параллельно «П.» реализует программу его науч. сопровождения. Осн. задачи программы: разработка отечеств. технологий, материалов и оборудования для добычи угольного метана, создание нормативно-методич. базы, обеспечение экологич. безопасности.

Традиционное направление деятельности «П.» – разработка, проектирование, изготовление, сертификация и внедрение высокоэффективного газопользующего оборудования. Компанией разработаны и производятся след. виды газопользующего оборудования пром. и бытового назначения: газовые горелки, теплогенераторы, воздухонагреватели, радиационные трубы, бытовые котлы и котельные установки, авт. модульные и мини-котельные, системы лучистого отопления.

На опытно-пром. базе Каменского з-да (г. Каменск-Шахтинский) работает Центр по сертификации газопользующего оборудования. Центр проводит испытание отечеств. и заруб. оборудования и по их результатам выдает сертификаты гос. образца, к-рые необходимы для продажи и эксплуатации этого оборудования на терр. России.

В «П.» функционирует отраслевой Центр ценообразования в стр-ве. В его ведении находятся: разработка и анализ сметной документации, мониторинг цен и ценовой политики, нормативные иссле-

дования в области новых технологий в стр-ве и капитальном ремонте, а также сметное нормирование. Ведется разработка программного комплекса определения стоимости стр-ва для функционирования в локальных вычислительных сетях дочерних компаний «Газпрома». Кроме того, разрабатывается программно-методич. комплекс формирования и ведения отраслевого банка данных технико-экономич. показателей объектов на основе проектно-сметной документации, разработанной проектными организациями отрасли.

На междунар. рынке инжиниринговых услуг «П.» участвует в ряде крупных междунар. проектов совместно с иностр. компаниями, а также привлекает их для внутрисос. проектов. Наиболее значимые из таких проектов: изучение потенциального рынка потребителей газа в провинциях Китая, расположенных в зоне действия строящегося газопровода «Запад – Восток», к-рый сооружается междунар. консорциумом компаний (в т. ч. «Газпромом»); газификация Монголии по заказу монгольской компании «Петровис» (на нач. 2003 выполнены инвестиционный проект стр-ва завода по переработке стабильного газового конденсата в г. Улан-Батор и обоснование инвестиций первого этапа газификации). «П.» работает в составе целевой группы газового центра «Надежность и безопасность поставок газа» при ООН, представляет интересы «Газпрома» в Междунар. деловом совете по устойчивому развитию, принимает участие в деятельности Междунар. газового союза (комитет «Использование газа в коммунально-бытовом секторе и на транспорте»).

А. М. Карасевич.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОМПЛЕКС платформ, см. *Переходный комплекс*.

ПРОМСТОКИ, см. *Производственные сточные воды*.

ПРОМЫВКА СКВАЖИН – циркуляция (непрерывная или периодическая) промывочного агента (газа, пены, воды, бурового раствора) при бурении с целью очистки забоя от выбуренной породы (шлама) и транспортирования ее на поверхность или к шламоборникам, передачи энергии забойным двигателям, охлаждения и смазки породоразрушающего инструмента. При роторном бурении в мягких и ср. породах за счет действия промывочного агента (при скорости истечения жидкости 200–250 м/с) достигается также гидромониторное разрушение пород на забое.

Различают общую прямую, общую обратную, призабойную (местную) и комбинированную схемы циркуляции. При общей прямой циркуляции (рис.) буровой раствор подается насосами из емкости через гибкий шланг, вертлюг и ведущую трубу в бурильную колонну; затем он проходит через гидравлич. двигатель и насадки долота, очищает забой и транспортирует шлам вверх по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой скважины (или обсадной трубы). На поверхности буровой раствор по-

ступает в систему очистки, где последовательно проходит через желоба, вибросита, отстойники, вспомогательные насосы, гидроциклоны и центрифуги. При бурении в твердых непроницаемых породах, в верхних и ср. интервалах разреза система очистки упрощается – используется меньшее кол-во очистных агрегатов.

Общая обратная циркуляция применяется в тех случаях, когда очистка забоя и транспортировка шлама невозможны из-за недостаточной мощности насосов, увеличенного диаметра скважин, а также при бурении шахтных стволов. Промывочный агент поступает на забой по кольцевому пространству между стенкой скважины (обсадной колонной) и бурильными трубами и обогащенный шламом возвращается по бурильным трубам на поверхность к очистным устройствам и насосу. Высокие скорости восходящего потока обеспечивают гидротранспорт *керна* и вынос тяжелого шлама. При герметизиров. устье циркуляция обеспечивается буровым насосом, нагнетающим промывочный агент в скважину. Осн. недостатки: невозможность использования забойных двигателей, забивание каналов породоразрушающего инструмента, необходимость герметизации устья скважины, возможность возникновения *гидро-разрыва пластов* из-за высоких давлений. Для снижения недостатков в большинстве случаев для обратной циркуляции используется эрлифт. Для этого в бурильную колонну через трубы малого диаметра (воздушные трубы) по отд. магистрали нагнетается сжатый воздух, к-рый аэрирует буровой раствор в кольцевом пространстве между воздушной и бурильной трубами и подает его через пульпоотводящий тройник и сливной патрубок в отстойник и далее самотеком снова в сква-

жину. В мелких (гл. обр. водозаборных) скважинах обратная циркуляция осуществляется с помощью вакуумного насоса. Обратная циркуляция по сравнению с прямой характеризуется более высокой скоростью восходящего потока, возможностью увеличения диаметра скважины при надежной гидровыдаче крупнокусковой разрушенной породы, лучшей очисткой забоя, повыш. выходом керна и возможностью его непрерывной подачи на поверхность.

При наличии в геологич. разрезе сильно поглощающих пластов используется призабойная (местная) циркуляция. Циркуляция бурового раствора осуществляется с помощью погружного насоса с электр. или механ. приводом, выбуренная порода скапливается в шламоуловителях, включенных в компоновку бурильной колонны.

Комбинированная циркуляция проводится по разл. схемам. Для повышения выхода и качества керна используется энергия нагнетаемого с поверхности по колонне бурильных труб промывочного агента, создающего местную, как правило, обратную циркуляцию. При этом применяют пакерные, эжекторные и эрлифтные устройства, а также разл. погружные насосы.

При П. с. возможны потери промывочного агента за счет частичного или полного поглощения пластами. Иногда при внезапном вскрытии крупных трещин

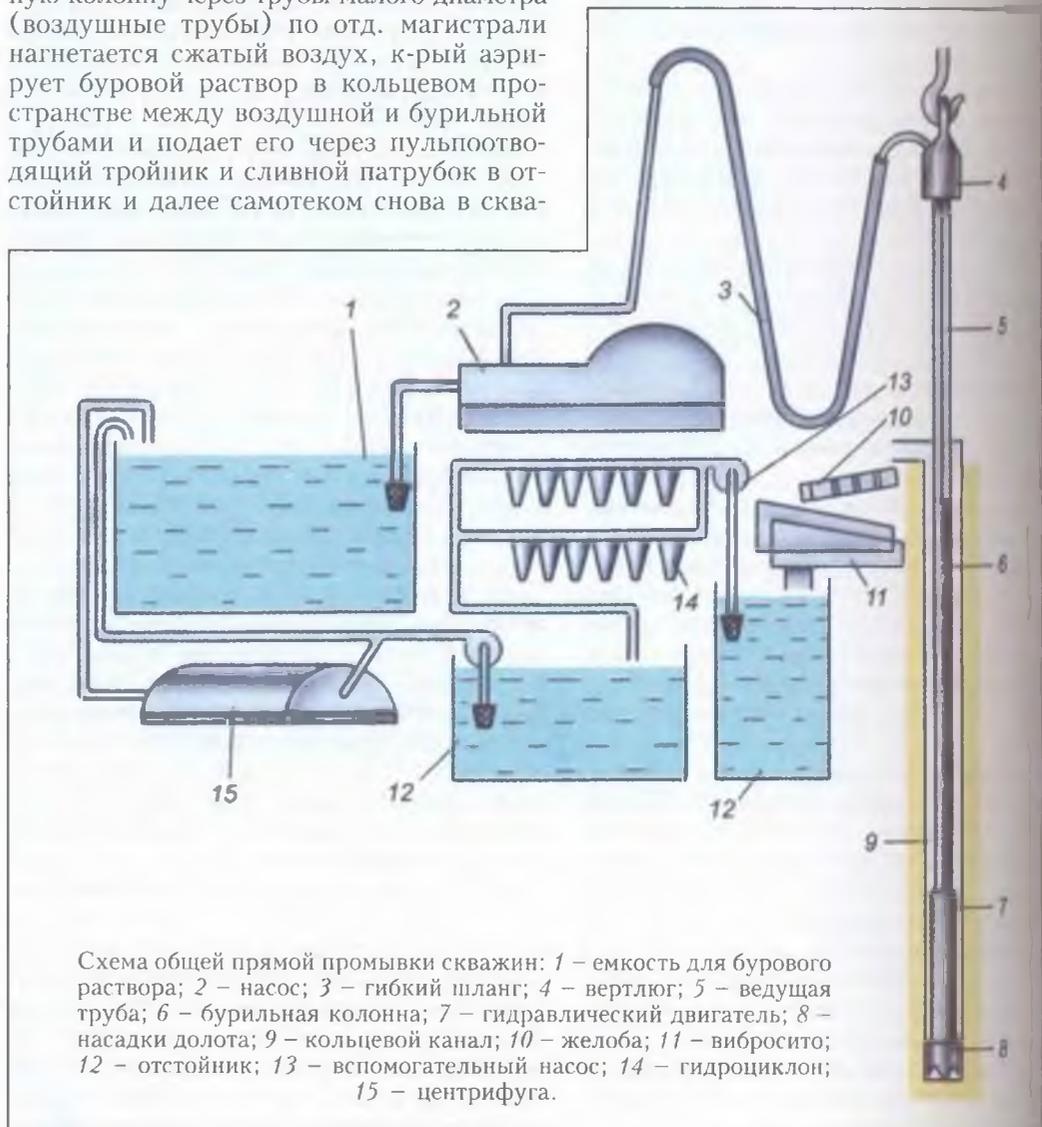


Схема общей прямой промывки скважин: 1 – емкость для бурового раствора; 2 – насос; 3 – гибкий шланг; 4 – вертлюг; 5 – ведущая труба; 6 – бурильная колонна; 7 – гидравлический двигатель; 8 – насадки долота; 9 – кольцевой канал; 10 – желоба; 11 – вибросито; 12 – отстойник; 13 – вспомогательный насос; 14 – гидроциклон; 15 – центрифуга.

или каверн наблюдаются катастрофич. аварии бурового раствора, что обычно заканчивается аварией. Процесс П. с. также нарушается при интенсивном поступлении в скважину *пластовых вод* и при газовых выбросах.

Упр. процессом П. с. при заданных инструкции скважины и определенных техно-технич. условиях осуществляется изменением свойств промывочного агента и режима его циркуляции. В общем случае регулируемыми параметрами, определяющими выбор оборудования, служат вязкость и реология, свойства промывочного агента; расход и подача насосов, определяющих скорость восходящего потока; гидравлич. мощность, срабатываемая на долоте и турбобуре; дифференциальное давление на забое и т. п.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Коаловского), т. 1-5, 1984-91.

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА, см. *Геологические исследования скважин*.

ПРОМЫСЛОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ, нефтяногазопромысловая гидрогеология, — раздел гидрогеологии, включающий гидрогеологич. наблюдения и исследования подземных вод в связи с разведкой и разработкой нефтяных и газовых м-ний. Осн. задачи П. г. при разведке: прогнозирование условий разбуривания, вскрытия и испытания пластов; определение положения газожидкостных контактов и содержание *водорастворенных газов*, выявление гидравлич. взаимосвязи горизонтов в пределах м-ния. Исходный материал для этих исследований получают при опробовании нефтегазосодержащих и водоносных горизонтов, включающих определение *забойного давления* и *использованного давления*, статич. и динамич. уровней, темп-ры на забое, отбор глубинных проб вод и водорастворенного газа.

При разработке данные П. г. используют для: прогнозирования *режимов разработки* м-ний; оценки разл. вод для закладки в нефтяные пласты, прогнозирования соеволожения и *коррозии*; контроля за обводнением скважин и залежей газа и нефти; утилизации пристоков, прогнозирование мер по охране геологич. и окружающей среды. Для решения этих задач определяют содержание и минерализацию вод в общей продукции, проводят периодич. замеры уровней (давлений), ведут гидрогеохимич. исследования. По результатам наблюдений составляют разл. разрезы, профили, карты и графики. Геохимич. карты отд. горизонтов позволяют определять зависимость состава *подземных вод* от геологич. строения, нефтегазосодержимости, а также прослеживать изменения состава во времени. Для решения важнейшей задачи П. г., связанной с прогнозом, профилактикой и ликвидацией соеволожения и коррозии, проводят химич. анализ пород, слагающих стенки скважины, закачиваемых пластовых и внутриконтурных вод, моделируют их взаимодействия, рассчитывают способность вод и их смесей к осаждению и выделению разл. компонентов. Для гидрогеохимич. контроля при обводнении главных скважин и залежей опреде-

ляют различия состава пластовых законтурных и внутриконтурных (конденсационных) вод, при разработке залежей нефти с использованием законтурного заводнения — пропорции смешивающихся вод в составе смесей. В. П. Ильченко.

ПРОМЫСЛОВАЯ ОБРАБОТКА углеводородного сырья — часть единой системы газопромысловых технологий, предназначенная для подготовки газа (конденсата) к дальнему транспорту в соответствии с требованиями на товарную продукцию.

Номенклатура и качество товарной продукции определяются потребностью рынка и условиями безаварийной эксплуатации газо- и продуктопроводов, удаленностью объектов добычи от потребителей углеводородов, наличием и развитостью систем газо- и продуктопроводов и инфраструктуры жизнеобеспечения в районах расположения объектов П. о. добываемого газа и конденсата.

До 1960 в быв. СССР П. о. характеризовалась использованием простейших, как правило, индивидуальных схем обработки добываемого газа и конденсата. П. о. ограничивалась механич. сепарацией газа от жидкости и механич. примесей и ингибированием газа с целью предотвращения гидратообразования. Это был период топливного направления использования добываемого газа и соответственно транспорта его на относительно небольшие расстояния.

В 1960–70-е гг. развитие техники и технологии П. о. газа и конденсата характеризовалось внедрением групповых систем сбора и более совершенных схем обработки газа, обеспечивающих безаварийный транспорт газа по *магистральным газопроводам* большой протяженности. Особенно широкое распространение получили процессы *низкотемпературной сепарации* (НТС) газа с производом холода за счет срабатывания свободного перепада давления газового потока либо с использованием пароконденсационных холодильных машин. Одновременно с целью сокращения потерь конденсата и особенно его легких углеводородных компонентов осуществлялся переход от открытой к закрытой системе подготовки и транспорта извлекаемого из газового сырья конденсата. Совершенствовались технологич. схемы и оборудование абсорбционных процессов П. о. газа. Преобладающим на этом этапе развития технологии являлось транспортное направление использования добываемого сырья.

Совр. этап развития техники и технологии П. о. газа характеризуется внедрением технологич. схем и процессов, обеспечивающих получение продуктов или полуфабрикатов, направляемых в качестве сырья на высокотехнологич. газохимич. произ-ва. Ввод в разработку крупных и уникальных м-ний, многократное повышение объемов добычи, увеличение протяженности газотранспортных магистралей, требования транспорта при отрицательных темп-рах по геокриологич. условиям грунтов и развитие газоперерабатывающей отрасли существенно повы-

сили требования к качеству П. о. газа. Разрабатываются технологии, обеспечивающие обработку газа с разл. компонентными составами и содержанием углеводородного конденсата. Приоритетно использование комбиниров. установок, оптимально совмещающих в себе процессы НТС, *абсорбционной очистки*, *адсорбционной очистки*, извлечения целевых углеводородов. Критерием оптимальности такого совмещения является получение наивысшего технологич. результата при миним. экономических (энергетич., материальных и т. д.) затратах. Так, при сочетании способов *абсорбционной осушки* и *адсорбционной осушки* удается при наименьших эксплуатационных затратах достигнуть практически полного извлечения влаги. При этом осн. ее кол-во извлекается более дешевым абсорбционным способом, остаточная влага — более технологич. эффективным адсорбционным способом. Аналогичен эффект совмещения процессов НТС и абсорбции.

Совр. этап развития техники и технологии П. о. газа в наибольшей мере отвечает потребностям газохимич. направления использования добываемого сырья и вышел на уровень заводской квалификации. Поэтому термин «промысловая» или «заводская» подготовка и переработка газового сырья в большей мере определяет лишь место их расположения. На м-ниях Зап. Сибири, Оренбургского и Астраханского м-ний *установки комплексной подготовки газа* (УКПГ) представляют собой высокоавтоматизиров. газообрабатывающие предприятия производительностью до 30 млрд. м³/год.

В технич. и организационном отношении УКПГ — комплекс установок разл. назначения (основных и вспомогательных), во взаимодействии к-рых осуществляется принятая технология обработки углеводородного сырья.

В. М. Маслов, Е. Н. Туревский.

ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА месторождения углеводородов — геотехнологич. процесс извлечения из недр нефти, газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов (сера, гелий, ванадий, хром, йод и др.) с целью их использования в нар. хоз-ве.

М-ния вводятся в П. р. на основе проектного технологич. документа. Сроки ввода м-ния в разработку устанавливаются в *лицензиях* на пользование недрами.

Проектными документами, по к-рым недропользователь осуществляет П. р. м-ния, являются: технологич. схемы разработки, проекты разработки, проекты доработки (подробно см. в ст. *Проектирование разработки*).

Для П. р. м-ний природного газа в общем случае характерны период нарастающей, постоянной и падающей годовой добычи газа.

Период нарастающей добычи газа характеризует сроки и темпы вывода объекта разработки на макс. проектный уровень добычи. В этот период проводятся разбуривание м-ния эксплуатационными скважинами, обустройство промысла, стро-во и ввод в эксплуатацию *магист-*

ральных газопроводов и линейных компрессорных станций (в ряде случаев период включает опытно-пром. эксплуатацию м-ния, при к-рой наряду с добычей газа осуществляется доразведка м-ния, уточнение большинства исходных геолого-промысловых параметров). Период характеризуется высокими давлениями на устьях, позволяющими без использования компрессорных станций осуществлять сбор, обработку и подачу газа в магистральный газопровод. Обычно в этот период отбирается 10–25% от начальных запасов газа, а его продолжительность от 1 до 8 лет. Так, для Медвежьего месторождения, Уренгойского месторождения и Ямбургского месторождения он составил соответственно 3, 6 и 4 года.

Период постоянной добычи газа характеризует осн. период извлечения углеводородов из недр и стабильных поставок газа в систему магистрального газопровода. Этот период характеризуется наиболее благоприятными технико-экономич. показателями разработки м-ния, когда отбираются осн. запасы газа из м-ния. При этом продолжается разбуривание м-ния, обустройство промысла, вводятся в эксплуатацию дожимные компрессорные станции.

В период постоянной добычи идет процесс постоянного ввода в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин, к-рые поддерживают постоянный уровень годового отбора газа. Продолжительность периода постоянной добычи газа устанавливается в проектных документах на основе технико-экономич. расчетов, определяющих целесообразность дальнейшего увеличения числа эксплуатационных скважин для поддержания годовой добычи. При разработке небольших газовых м-ний России (Поволжье, Сев. Кавказ) период постоянной добычи отсутствовал.

Период падающей добычи газа характеризуется постоянным падением добычи, темпы к-рого зависят от установленной мощности дожимной компрессорной станции, степени восполнения действующего фонда эксплуатационных скважин (см. Фонд скважин), выбывающих за счет обводнения и др. причин.

Конец периода падающей добычи определяет общий срок П. р. м-ния (т.е. сумма периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи) и коэффициент промышленной газоотдачи.

П. р. м-ния заканчивается тогда, когда поставки газа в магистральный газопровод становятся нерентабельными, т.е. затраты на поставки превышают доходы от продаж.

Обычно оценивают т.н. давление забрасывания на устье скважины или в пласте, при к-ром подача газа в газопровод с помощью дожимной станции становится нерентабельной из-за высокой степени сжатия на компрессорах дожимной станции.

После окончания П. р. в м-нии остается т.н. низконапорный газ с пластовым давлением менее 1,0–1,5 МПа. Этот газ может быть использован на месте для га-

зификации местных потребителей (если они имеются), получения электроэнергии и др. ликвидных товарных продуктов (метанола, технического углерода, газомоторных топлив и др.).

Проблема низконапорного газа приобретает особую значимость для уникальных сеноманских газовых залежей С. Тюменской обл.: Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего м-ний и др. Для этих м-ний запасы низконапорного газа оцениваются в 5–6 трлн. м³, но их извлечение требует применения спец. геотехнологий, к-рые на нач. 2003 находились в стадии разработки. Г. А. Зотов.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОТХОДЫ, см. Отходы производства.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ – свойство горн. пород проводить газы, жидкости и их смеси при наличии градиента давления. П. характеризует возможность перемещения флюидов в пористой среде и определяет меру проводимости для жидкостей и газов. Количественно П. оценивается коэффициентом П. (постоянной П.) из уравнения, описывающего закон Дарси. Единица измерения П. пород в системе CGS – дарси (Д); в системе СИ имеет размерность м² (1Д = 10⁻¹² м²).

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых м-ний возможна фильтрация в пористой среде жидкостей, газов или их смесей: совместное движение нефти, воды и газа, воды и нефти, нефти и газа или только нефти, воды или газа. При этом П. одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количеств. и качеств. состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики П. нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной и относительной П.

Абсолютная П. характеризует способность пористой среды пропускать через себя газ или однородную жидкость при отсутствии физико-химич. взаимодействия между жидкостью и пористой средой при условии полного заполнения пор газом или жидкостью. Коэф. абсолютной П. пород по воде ниже, чем по газу, т.к. определенная доля порового объема влажных пород занята прочно- и рыхлосвязанной водой, водой тупиковых и очень тонких капилляров с меньшей, чем у свободной воды, или вовсе отсутствующей подвижностью. Для определения абсолютной П. обычно используют воздух или газ (азот, гелий). Коэф. абсолютной П. пород изменяется в широких пределах: от менее 10⁻⁶ мкм² до более 5000 мкм². Для газонасыщенных коллекторов в качестве граничного значения принимают величину более 10⁻⁴ мкм², для нефтенасыщенных – более 10⁻³ мкм². В породах с меньшей П. пром. притоков углеводородов не наблюдается.

Эффективная (фазовая) П. – это способность породы проводить какой-то определенный из компонентов фильтрующихся через нее смесей (газ – вода, нефть – вода, газ – нефть – вода). Коэф. эффективной П. имеет ту же размерность, что и абсолютная П.

Отношение эффективной П. породы к величине абсолютной П. наз. относит. П. Для соответствующей фазы и изменяется от 0 до 1.

На величину П. влияют прежде всего структура и текстура горн. породы, литология и структура пустотного пространства, вещественный (минер.) состав и кол-во цемента, лиофильность (способность интенсивно взаимодействовать с различными жидкостями) или лиофобность (способность слабо взаимодействовать с граничными жидкостями) породы в целом и цементирующего вещества. Литофильность приводит к повышенной остаточной водонасыщенности. П. снижается при увеличении остаточного водонасыщения вследствие уменьшения свободного сечения пор. П. характеризуется анизотропией, наиболее резко выраженной в терригенном коллекторе и менее у карбонатного.

П. пород значительно изменяется как по разрезу, так и по простиранию пласта. Наибольшее влияние на величины П. пород оказывают размер и степень однородности фильтрующих поровых каналов. Так, глины и песчанки, обладающие близкими значениями пористости, принципиально различаются по П.: глины (диаметры поровых каналов составляют десятки и сотни доли мкм) являются флюидоупорами, а песчанки служат высокопродуктивными коллекторами (поперечный размер поровых каналов десятки мкм). При равной пористости П. резко возрастает с увеличением диаметра зерен песка, т.е. выявляется связь между П. и гранулометрич. составом (табл.)

Таблица. Проницаемость песков при различных диаметрах зерен

Диаметр зерен, мм	Коэффициент пористости, %	Проницаемость, мкм ²
0,5–0,38	40	344
0,38–0,28	40	66
0,28–0,22	40	43
0,22–0,19	40	41
0,19–0,17	40	26
0,17–0,13	40	10
0,13–0,11	40	9,9
0,11–0,1	40	9,2

П. является одним из фильтрационно-емкостных свойств, в наибольшей степени оценивающим качество пласты-коллектора. Поэтому разработаны классификации коллекторов, учитывающих этот признак. Так, А. А. Зинин выделяет 6 классов пород по П. (в мкм²): очень хорошо проницаемые (более 1); хорошо проницаемые (0,1–1); среднепроницаемые (0,01–0,1); слабопроницаемые (0,001–0,01); очень слабопроницаемые (0,0001–0,001); практически непроницаемые (менее 0,0001).

А. В. Дахнов, А. Е. Рылов

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ магистрального газопровода, см. в ст. Гидравлический расчет.

ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ (ПВР) – взрывные работы различного назначения, выполняемые в глубоких скважинах с использованием порохов, бризчатых и др. взрывчатых веществ. Являются составной частью *геофизических работ* в скважинах. Они широко применяются при бурении, исследовании, испытании (опробовании) и эксплуатации скважин. ПВР в скважинах имеют важное часто решающее значение для правильной оценки продуктивности разведочных скважин, достижения максимально возможной отдачи или приемистости продуктивных пластов, сокращения сроков бурения, испытания, опробования и *завершения скважин*.

Наиболее широко распространены следующие ПВР: перфорация стенок скважин стреляющими аппаратами для вскрытия и повышения отдачи или приемистости пласта; разрыв пластов с помощью скважинных аппаратов (пороховых генераторов давления) и *торпедирование скважин* в целях повышения отдачи или приемистости пластов; отбор образцов пород боковыми стреляющими грунтооткачками для изучения геологич. разреза скважин; обрыв бурильного и эксплуатационного инструмента с помощью торпед при ликвидации разл. аварий и ликвидации скважин; простреливание колонн буровых или *насосно-компрессорных труб* перфораторами для восстановления циркуляции жидкости в скважине; установка мостов в скважинах для раздельного тампонажа с помощью взрывчатых лахеров.

Для вскрытия продуктивных пластов в обсаженных эксплуатационных и разведочных скважинах используются корончатые кумулятивные (ПК-105, ПК СУЛ, ЛКОТ) перфораторы многократного применения. Кумулятивные разрушающиеся перфораторы с извлекаемым каркасом (типа ПРК и ПР) предназначены для вскрытия продуктивных пластов при спущенных НКТ и герметизиров. устье скважины. Такими перфораторами можно выполнять работу в широком диапазоне *абсолютического давления* и в газовой среде. Для вскрытия сложнопостроенных коллекторов (тонкопереслаивающихся, карбонатных и т. п.) при сильно выраженной прискважинной зоне пласта, при трех- и многоколонной конструкции скважины, где другие перфораторы не эффективны и допустимо большое фугасное воздействие на колонну при значительной загрязненности скважины осколками, применяется полностью разрушающийся кумулятивный перфоратор (ПР-100).

Все более широкое применение находят кумулятивные перфораторы, спускаемые на трубах (ПМТ-89, ПМТ-73, ПКТ). Такие перфораторы за один спуск обеспечивают вскрытие объектов большой мощности при депрессии и контролируемом устье. Перфораторы могут применяться с комплексом внутрискважинного оборудования при вскрытии пластов с агрессивными средами. Перспективно применение этих перфораторов и в горючих скважинах.

Вскрытие продуктивных пластов в нефтегазовых скважинах с одновременной обработкой перфорационных каналов порохомыми газами осуществляются комплексными аппаратами (МКАВ-54-150/100, МК АВ-42-150/100 и др.).

Технология интенсификации добычи нефти и газа энергией пороховых газов является наиболее рациональным методом повышения фильтрационных свойств горн. пород. Она заключается в создании вокруг ствола скважины трещин, к-рые обеспечивают надежную гидродинамич. связь скважины с удаленной зоной пласта, обладающей естествен. фильтрационными свойствами. Традиционные методы создания трещин – гидроразрыв и гидрокислотный разрыв пласта.

Образование трещин газообразными продуктами горения пороховых зарядов сопровождается повышением давления и темп-ры, причем давление (значительно более низкое, чем при взрыве) можно регулировать как по величине, так и по времени. Ухудшение качества сцепления цементного камня с колонной и ее деформации не происходит.

Для реализации технологии разрыва пласта разработаны пороховые генераторы давления.

Для разрыва пласта с помощью горюче-окислительных составов (ГОС) используется нетоксичная, пожаробезопасная на поверхности жидкость, способная к горению при давлении не менее 10 МПа. Технология включает приготовление и закачку в зону обработки определенного кол-ва ГОС, спуск воспламеняющего устройства и сжигание ГОС.

Для увеличения *проницаемости* низкопористых и низкопроницаемых коллекторов в добывающих, нагнетательных и разведочных скважинах используется генератор давления ПГРИ-100. В этом генераторе применяется новая система воспламенения разл. типов зарядов, обеспечивающая создание импульса давления с заданными характеристиками.

Для повышения производительности добывающих и нагнетательных скважин путем создания системы остаточных трещин в прискважинной зоне пласта применяется малогабаритный термостойкий пороховой генератор ПГД-42Т. Генератор позволяет работать в скважинах, заполненных разл. промывочными жидкостями (в т. ч. и на нефтяной основе), нефтью, газоконденсатом и другими (в т. ч. кислотами, *поверхностно-активными веществами*, ГОС и т. п.), при спущенных насосно-компрессорных трубах.

Для обработки прискважинной зоны пласта низкопроницаемых коллекторов в добывающих, нагнетательных и разведочных скважинах, фильтрационные свойства к-рых ухудшены в процессе бурения или эксплуатации, применяется комплексная технология обработки пластов порохомыми генераторами давления совместно с кислотными композициями и др. активными жидкостями.

Технологич. процесс основан на образовании сетки малых по размерам трещин с помощью малогабаритного порохо-

вого генератора ПГД-42Т с последующим увеличением протяженности фильтрационных каналов путем химич. воздействия кислотных композиций и др. активных жидкостей. Пороховой генератор рассчитан на применение в скважинах с давлением до 100 МПа и темп-рой до 200 °С. Работы проводят при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах, заполненных в интервале обработки кислотными композициями на основе ортофосфорной, соляной, плавиковой кислот и др. активных жидкостей.

В зависимости от агрессивных свойств активной жидкости возможны два варианта работ с генератором.

Спуск генератора, сжигание его в среде слабоактивной жидкости, подъем геофизич. кабеля и продавка через насосно-компрессорные трубы в пласт активной жидкости агрегатом с поверхности. При этом трещинообразование (действие пороховых газов) отделено по времени на 2–2,5 ч от процесса образования фильтрационных каналов (действие кислотной композиции).

Спуск генератора, сжигание его в среде активной жидкости и последующая продавка через насосно-компрессорные трубы в пласт активной жидкости агрегатом проводятся с поверхности. Временной разрыв составляет неск. минут, в пласт продавливают горячий газиров. кислотный раствор.

В фонтанирующих скважинах работы проводят с фонтанной арматурой и установкой *лубликатора с превентором*. В низкодебитных и нагнетательных скважинах не требуется сложной обвязки устья. В этом случае устанавливают перфорационную задвижку и спец. сальниковое устройство.

Для очистки забоя скважин большой кривизны или с осложненным стволом от металлич. и неметаллич. посторонних предметов, шарошек, скрапа, твердосплавных зубьев долот высокой плотности (с магнитными и немагнитными свойствами), шлама, кусков породы перед применением кумулятивных торпед осевого действия, при переходе к бурению алмазными долотами для подъема шлама с забоя скважин при необходимости проверки работ долот или для проведения анализов, извлечения геофизич. и других аппаратов, оставленных в скважине, используются имплозийные ловители на трубах.

Втягивание посторонних предметов в камеру осуществляется за счет перепада давления в скважине и герметичной камере ловителя после открытия диафрагмы, к-рое производят поворотом инструмента на 45°, совмещенным с его осевым нагружением. Эффективность очистки скважин возрастает с увеличением глубины. Ловители на трубах имеют простую и удобную в эксплуатации конструкцию, сокращают время очистки скважины по сравнению с др. методами.

Кроме ловителей на трубах, для очистки забоя бурящихся скважин от шарошек долот, скрапа, кусков металла и др. предметов и их подъема на поверхность

используются ловители на каротажном кабеле.

Для разрушения направленным взрывом постороннего металла (разл. долот, их частей, муфт, замков бурильных труб, переходников, клиньев и др. предметов, препятствующих процессу бурения) используются кумулятивные торпеды осевого действия. При разрушении металла, не полностью перекрывающего забой или ствол скважины, а также в скважинах большого диаметра используют касетные головки, предназначенные для одноврем. пуска и подрыва трех или от трех до семи торпед. При необходимости кумулятивные торпеды отдельно или в касетных головках могут быть спущены в скважину на трубах вместе с устройством взрывания торпед, позволяющим осуществить промывку интервала и надежно довести торпеду до разрушаемого объекта.

В мировой практике широко известно применение взрывчатых веществ для внутриколонной установки пакерного оборудования разл. назначения. В России разработан ряд подобных средств, спускаемых в компоновке *обсадных колонн* и предназначенных для заколонного и межколонного разобщения. Их преимущества перед обычными гидравлич. пакерами: более высокие перепады давления, выдерживаемые взрывным пакером за счет больших усилий пакеровки; отсутствие к.-л. отверстий в корпусе, к-рые могли стать потенциальными дефектами колонны; возможность геофизич. контроля срабатывания *пакера*; технологичность изготовления и более низкая цена.

После пуска такого пакера в составе обсадной колонны ее цементируют и пока цементный раствор находится в жидкой фазе включают пакер спуском в скважину индуктора (катушки переменного тока). При этом происходит герметизация кольцевого зазора между стенками скважины и колонной или между двумя колоннами, что перекрывает возможные перетоки жидкости и газа. Одновременно пакерующий элемент создает хороший центрирующий эффект. Все вместе способствует равномерному образованию по окружности вокруг колонны герметичного цементного камня. Поскольку при сгорании порохового заряда корпус пакера разогревается, факт срабатывания пакера документально фиксируют записью термограммы.

Для термомеханич. обработки прискважинной зоны пластов с целью *интенсификации притоков* нефти и газа применяется пороховой газогенератор циклич. действия.

Одновременное термомеханич. и термогазовое воздействие на пласт достигается применением аккумулятора давления (АДС-200У), к-рый работает в скважинах глубиной до 6000 м в среде глинистого и солянокислого растворов, воде и нефти и по термобаростойкости, надежности и безопасности в работе не имеет аналогов в мировой практике.

В. Г. Фоменко.

ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА – способ электрохимической защиты, основанный на использовании принципа гальванич. пары. Вследствие разности потенциалов в цепи «протектор – сооружение» за счет анодного растворения протектора возникает электрич. ток, к-рый, натекая на сооружение, создает на нем потенциал более отрицательный, чем потенциал коррозии, существовавший до подключения протекторной установки.

Протекторная установка – один или группа протекторов, заглубленных в грунт рядом с защищаемым сооружением и подключенных к нему через разъемную перемычку контрольно-измерительного пункта. В зоне *блуждающих токов* используются поляризов. протекторы с включением в цепь «сооружение – протектор» вентильного устройства, препятствующего натеканию токов обратного направления, усиливающих *коррозию* сооружения.

Электрохимич. защита с помощью протекторов используется для защиты от коррозии металлич. конструкций в грунтах, морской воде и др. нейтральных коррозионных средах.

Защита магистральных трубопроводов от грунтовой коррозии при помощи протекторов проста в эксплуатации и наиболее эффективна в низкоомных грунтах. Основное достоинство П.з. – автономность. Она может быть осуществлена в районах, где отсутствуют источники электроэнергии.

Механизм защиты металлов от коррозии с помощью протекторов аналогичен механизму *катодной защиты*. Однако, если при катодной защите степень защиты зависит от разности потенциалов, налагаемой от внеш. источника постоянного тока, к-рая может регулироваться в широких пределах, то при П.з. степень защиты зависит от его электрохимич. характеристик: начального электродного потенциала, поляризуемости, величины

поверхности, стабильности работы и времени и др.

Для защиты подземных газопроводов и резервуаров применяются преим. магниевые, реже цинковые и алюминиевые протекторы. Электрохимич. характеристики осн. протекторных сплавов приведены в табл. 1.

С целью уменьшения сопротивления растеканию токов защиты и обеспечения устойчивой работы протектор помещают в порошкообразный активатор – смесь бентонита, гипса и сернокислого ламина. Гипс препятствует образованию на поверхности протекторов слоев с низкой проводимостью. Сульфат натрия образует легкорастворимые соединения с продуктами коррозии, что способствует сохранению стабильного потенциала и уменьшению переходного сопротивления протектора. Бентонит и трепел удерживают влагу и замедляют растворение протекторными водами.

Область применения протекторов определяется электрическим сопротивлением и коррозионной агрессивностью грунта (табл. 2).

Для разграничения области применения протекторов и анодных заземлителей в системах электрохимич. защиты можно воспользоваться зависимостью, представленной на рис.

Для выравнивания потенциала по длине газопровода используются протяженные протекторы пруткового типа в виде ленты, проволоки и др. Прутковые протекторы из магниевых-алюминиевых сплавов используются для защиты от коррозии стальных сооружений в грунтовой, морской, грунтовой, озерной и речной водах с уд. электрич. сопротивлением до 200 Ом·м. Длина выпускаемых протекторов от 1 до 12 м.

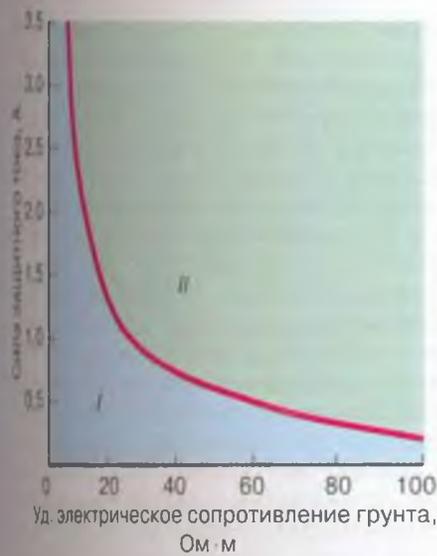
П.з. может использоваться как основная, резервная, работающая в периоды отказов установок катодной защиты,

Таблица 1. Электрохимические характеристики основных протекторных сплавов

Марка сплавов	Потенциал по медно-сульфатному электроду сравнения, В	Теоретическая токоотдача, А·ч/кг	КПД, %
Мл 16	-1,6	2200	52
Мл 16пч	-1,6	2200	60
ЦП1	-1,1 + 1,15	820	95
АП1	-1,04	2880	75
АП4	-1,14	2880	85

Таблица 2. Область применения протекторов в зависимости от удельного электросопротивления и коррозионной агрессивности грунта

Уд. электрическое сопротивление, Ом·м	Коррозионная агрессивность грунта	Применяемые протекторы
до 5	Высокая	Магниевые протекторы весом 20 кг (при pH ≤ 4 магниево-цинковые протекторы не применяются)
5–10	Высокая	Магниевые и цинковые протекторы весом 10–20 кг
10–20	Высокая	Магниевые протекторы весом 10 кг
20–50	Средняя	Магниевые протекторы весом 5 кг



Различение области применения протекторов (I) и анодных заземлений (II) в системах электрохимической защиты.

временная – до введения в эксплуатацию постоянной защиты.

Лит.: Газовое оборудование, приборы и арматура, М., 1985; Каталог средств катодной защиты от коррозии подземных металлических сооружений, М., 2000; Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов, М., 2002. Н. А. Петров.

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – блок устройств, предназначенных для герметизации устья скважины. Входит в состав бурового оборудования. Используется для предотвращения открыток выбросов и фонтанов нефти и газа, возникающих при бурении, испытании, пробовании и освоении скважин в результате аномально высоких пластовых давлений.

Включает: *превенторы*, герметизирующие устье скважины; *манифольды* (для обвязки превенторов с целью воздействия на скважину); системы дистанционного упр-ния превенторами и задвижками манифольда. При бурении нефтяных и газовых скважин применяют *плашечные*, *кольцевые* и *вращающиеся* (редко используются) превенторы. Над колонной толковкой, связывающей наружные концы спущенных в скважину колонн обсадных труб, устанавливают два плашечных превентора, снабженных парными трубными и глухими плашками. При возникновении опасности фонтанирования, под давлением нагнетаемой в гидродилдрыв превентора жидкости либо посредством штурвалов, плашки перемещаются во встречном направлении и перекрывают устье скважины, закрывая выход нефти и газа. Превентор с трубными плашками используется для герметизации кольцевого пространства между *обсадной колонной* и *бурильными трубами*. Второй превентор, снабженный глухими плашками, используется при отсутствии бурильных труб в скважине.

Кольцевой превентор устанавливается над плашечными превенторами, резинометаллич. манжета к-рого посредством конич. плунжера, перемещающегося под давлением нагнетаемой жидкости, обжимается и перекрывает ствол скважи-

ны. В отличие от плашечного превентора он позволяет протаскивать вверх и вниз инструмент, находящийся в скважине, не нарушая при этом ее герметичности. Манифольд состоит из линии глушения фонтанов, по к-рой производится закачка в скважину утяжеленного раствора, и линии дросселирования, используемой для восстановления равновесия гидростатич. и пластового давлений.

Упр-ние превенторами и задвижками манифольда осуществляется посредством гидравлич. и механич. приводов с осн. и вспомогательного пультов, расположенных на безопасном расстоянии от устья скважины. Наличие двух сблокиров. пультов обеспечивает необходимую надежность системы упр-ния П. о.

Состав, осн. параметры и типовые схемы монтажа П. о. регламентируются ГОСТом. Наиболее распространенной является 3-превенторная схема с двумя линиями манифольда.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ПРОФИЛЬ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ – эпюра распределения *пластовых давлений* по одной из линий расположения скважин, характеризующая глубину *депрессионной воронки* пластовых давлений.

«ПРЯМЫЕ» МЕТОДЫ КАРОТАЖА скважин, см. *Гидродинамические исследования*.

ПСЕВДОДОННЫЕ ОТРАЖЕНИЯ (ПДО), см. в ст. *Природные газовые гидраты*.

ПУЛЬСАЦИОННЫЙ ОХЛАДИТЕЛЬ ГАЗА, см. в ст. *Детандер*.

ПУР-ГАЗОВСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Надым–Пур-Газовский нефтегазоносный регион*.

ПХГ в ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ – создаются в узлах *Единой системы газоснабжения* с существ. неравномерностью *газопотребления*.

Одним из важнейших вопросов при создании таких *подземных хранилищ газа (ПХГ)* является установление условий сохранности закаченного в него газа. Как правило, при создании ПХГ в водоносных пластах используются *ловушки* структурного типа, причем объем ловушки должен быть достаточным для хранения необходимых кол-в газа. Над объектом хранения должна залежать непроницаемая для газа толща пород (в осн. это глинистые породы). Пласт должен обладать *проницаемостью*, обеспечивающей вытеснение воды газом за приемлемые сроки. Особые трудности возникают при создании ПХГ в малоамплитудных ловушках. В них амплитуда на порядок и более меньше гидравлич. напора, при к-ром происходит вытеснение воды газом в процессе создания ПХГ. Напор вытеснения равен:

$$\frac{P_{\max} - P_{\text{н}}}{\rho_{\text{ж}}g}$$

где P_{\max} и $P_{\text{н}}$ – соответственно макс. давление в пласте при закачке в него газа и начальное давление, МПа; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, г/см²; g – ускорение свободного падения, м/с².

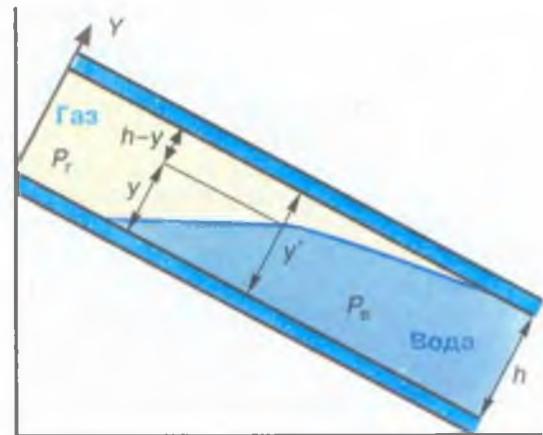


Схема создания ПХГ в малоамплитудной ловушке: P_r – давление в газонасыщенной части пласта; $P_{\text{в}}$ – давление в водонасыщенной части пласта; h – толщина пласта; y – водоносная толщина пласта.

При создании хранилищ в малоамплитудных ловушках (рис.) может произойти нерегулируемое движение газа по зонам лучшей проницаемости пласта с возможным выходом газа за пределы ловушки. Глубина залегания пласта-коллектора должна удовлетворять определенным требованиям: при малых глубинах давление в хранилище будет низким, что приведет к низкой продуктивности газовых скважин и существ. увеличению их кол-ва; при больших глубинах растут затраты на бурение скважин и на сооружение *компрессорной станции* для закачки газа в пласт. Создание ПХГ в водоносных пластах связано с процессом вытеснения газом воды из ловушки.

Для водоносных пластов, имеющих относительно однородное строение, закачка газа с постоянным расходом на начальном этапе создания хранилища характеризуется постоянным давлением в газовой зоне и сосредоточена на относительно небольшой площади в центре структуры. Связь между приемистостью пласта и перепадом давления выражается формулой:

$$q = 1,5639 \cdot 10^{-5} \times \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{P}{Z_{\text{ср}}} \cdot \Delta P \cdot \left(1 + 34,7 \cdot \frac{\Delta P}{K_{\text{ж}} \cdot \sigma_{\text{ср}}} \right),$$

где q – приемистость пласта, м³/с; k – проницаемость, м²; h – толщина пласта, м; μ – вязкость пластовой воды, Па·с; ΔP – перепад давлений в пласте при закачке и начальным пластовым давлением, Па; P – давление в газовой зоне пласта, Па; $Z_{\text{ср}}$ – коэф. сверхсжимаемости газа в пластовых условиях; $K_{\text{ж}}$ – модуль объемного сжатия жидкости (с учетом сжимаемости горн. пород), Па; $\sigma_{\text{ср}}$ – ср. коэф. вытеснения воды газом.

В случае небольшой приемистости пласта в начальный период, не отвечающей требуемым темпам создания хранилища, принимается многоочаговая закачка: нагнетательные скважины располагаются на значительной площади. Это ухудшает условия вытеснения воды газом.

Степень вытеснения воды газом характеризуется коэффициентом вытеснения η (газонасыщенности) – отношение

газонасыщенного объема пор к объему порового пространства. Для большинства хранилищ в России он равен 0,7–0,8.

Степень неравномерности распространения газа по пласту в процессе его закачки оценивается коэффициентом использования ловушки – отношение объема пор к объему пор ловушки внутри геометрич. тела, расположенного выше изогипсы, к-рой достиг газ. Он зависит от параметров пласта и значительно изменяется во времени. Поэтому макс. кол-во газа (V_r), к-рое может находиться в пласте, определяется формулой:

$$V_r = V_{II} \cdot \frac{PT_{CT}}{P_{CT} \cdot T \cdot Z} K_{\text{выт}} K_{\text{ис}},$$

где V_{II} – объем порового пространства ловушки, м³; P и T – соответственно давление (МПа) и темп-ра (К) пласта; Z – коэф. сжимаемости газа; P_{CT} и T_{CT} – соответственно давление и темп-ра в *стандартных условиях*; $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{ис}}$ – соответственно коэффициенты вытеснения и использования ловушки.

Объем газа в хранилище определяется его давлением. При повышении давления растет общий объем газа и *активный объем газа*. При этом усложняются условия закачки и повышается вероятность *перетоков* газа в вышележащие породы как по геологич., так и по технич. причинам.

При хранении газа в водоносных пластах миним. давление в газовой зоне пласта жестко связано с макс. давлением и определяется на основании расчетов на математич. моделях пласта. Ориентировочно эту зависимость можно описать формулой:

$$P_{\text{макс}} - P_0 = P_0 - P_{\text{мин}},$$

где индексы соответствуют макс., начальному и миним. давлению в газовой залежи.

При создании ПХГ возникают проблемы контроля за распространением газа, макс. и эффективного использования ловушки. В связи с этим возникает необходимость контроля за их созданием и эксплуатацией.

На многих хранилищах объект хранения представлен неустойчивыми породами, что приводит к разрушению *призобойной зоны* пласта и к выносу породы из скважины. В этих случаях забои скважины оборудуются спец. противопесочными фильтрами (см. в ст. *Конструкция скважины на ПХГ*). С. Н. Бузинов.

ПХГ в истощённых газовых месторождениях – создаются в районах потребления газа.

Предпочтение отдается м-ниям, имеющим газонасыщенный объем, достаточный для хранения необходимого *активного объема газа*, удовлетворительные *фильтрационно-емкостные свойства* и сравнительно однородное распространение их по площади и разрезу пласта-коллектора, большую амплитуду ловушки (неск. десятков м), газовый режим эксплуатации. Сочетание характеристик, удовлетворяющее всем критериям, встре-

чается редко, поэтому выбор объекта производится на основе комплексной оценки влияния всех параметров на характеристику хранилища. Для решения вопроса о целесообразности использования истощенного газового м-ния в качестве *подземного хранилища газа* (ПХГ) должны быть оценены объем порового пространства с учетом неоднородности строения залежи по площади и по разрезу, наличие слабодренлируемых и застойных зон, степень активности пластовой водонапорной системы и *режим залежи*, остаточные запасы газа, объем вторгшейся воды, проведены детальные испытания эксплуатационных скважин и выяснены возможности утечки газа через стволы скважин, пробуренных на горизонт, намеченный для хранения газа.

ПХГ, предназначенные для регулирования сезонной неравномерности газопотребления и расположенные в непосредств. близости от потребителей, обычно создаются в сравнительно небольших м-ниях, запасы к-рых не превышают 10 млрд. м³. Соотношение активного объема газа и *буферного объема газа* близко 1:1. Наиболее подходящий объект выбирается по лучшему сочетанию всех параметров.

В ряде случаев, если позволяет технич. состояние, на первом этапе создания ПХГ могут быть использованы оставшееся газопромысловое оборудование, существующий фонд скважин и промысловые коммуникации. Такие хранилища могут быть введены в опытную эксплуатацию сразу после перевода м-ния в разряд ПХГ.

Опыт проектирования и эксплуатации ПХГ в истощенных м-ниях показывает, что сведений о строении и свойствах пластов, полученных в процессе разработки м-ния, явно недостаточно. Это связано с тем, что эксплуатация ПХГ существенно отличается от разработки газовых м-ний. Поэтому в процессе опытной эксплуатации характеристики пласта хранилища уточняются и используются для прогнозирования параметров его дальнейшей эксплуатации.

Эти хранилища, как правило, начинают создаваться при очень низких пластовых давлениях. Поэтому должны быть решены проблемы вскрытия пласта и крепления скважин, предотвращения загрязнения пласта буровым и цементным растворами.

При создании ПХГ должны быть решены вопросы рационального соотношения буферного и активного газа, кол-ва скважин, макс. и миним. давлений в пласте-коллекторе, мощности *компрессорной станции* и др.

Одним из важных параметров, определяющих эффективность подземного хранения, является *пластовое давление*, ниж. предел к-рого характеризуется значением, при к-ром газ не может быть подан в *магистральный газопровод* или потребителю. За макс. давление обычно принимается начальное давление м-ния. В практике подземного хранения газа имеются хранилища, в к-рых макс. давление превышает начальное давление в залежи. Разработан методич. подход к оп-

ределению *максимально допустимого давления* закачки газа. Расчеты показывают, чем выше давление закачки газа, тем эффективнее показатели хранилища: увеличивается активная емкость, возрастают *дебиты* скважин, растет суточная производительность хранилища. Но одновременно возрастает степень риска, связанного с возможным прорывом газа в вышележащие горизонты. В России нет общего стандарта на величину максимально допустимого давления: в каждом конкретном случае эта величина определяется исследованиями по теории *гидроразрыва пласта*, экспериментальными исследованиями, методом аналогий. Установлено, что наличие над объектом хранения выдержанных глинистых пластов даже небольшой толщины может обеспечить безопасную эксплуатацию хранилищ при пластовых давлениях, значительно превышающих начальное давление м-ния. В подавляющем большинстве случаев величина макс. давления в ПХГ существенно ниже максимально допустимого давления, к-рое лимитируется технич. возможностями при закачке газа или условиями обеспечения герметичности хранилища. Поэтому повышение макс. давления – осл. задача в подземном хранении.

При проектировании и создании ПХГ большое значение имеет выбор сетки размещения скважин (подробно см. в ст. *Скважины на ПХГ*).

На ПХГ, эксплуатирующихся при активном упруговодонапорном режиме, и на тех, где фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора ухудшаются в периферийных зонах, применяется обычно центральное сводовое размещение скважин. Это позволяет избежать обводнения скважин и разместить их в наиболее продуктивной части пласта-коллектора.

Существ. влияние на условия эксплуатации ПХГ оказывает активность пластовой водонапорной системы. В практике ПХГ имеют место случаи, когда при закачке газа, если ср. годовое пластовое давление ниже начального давления м-ния наблюдалось вторжение воды в залежь (напр., Степновское ПХГ). Если *коллекторские свойства* пласта высокие, то вода легко вытесняется из залежи. Примером таких хранилищ могут служить Северь-Ставропольское (в горизонте зеленая свита) и Краснодарское подземные хранилища. Такие хранилища могут эффективно эксплуатироваться, когда максимальное пластовое давление на конец закачки превышает начальное пластовое давление в залежи, а пластовое давление на конец отбора ниже начального. Они эксплуатируются в режиме условного динамического равновесия газонасыщенного объема во времени. При низких коллекторских свойствах поступление воды в пласт-коллектор незначительное. Наибольшие сложности возникают при создании хранилищ в пластах, находящихся между этими крайними случаями, когда в течение длительного времени вода постепенно вторгалась в залежь, а обратное вытеснение ее за короткий промежуток времени затруднено.

Для обеспечения эффективной эксплуатации хранилища, охраны недр и окружающей среды осуществляется комплекс мер по контролю за: эксплуатацией в периоды закачки и отбора газа (распределение пластового давления по площади, разрезу хранилища и в законтурной области); динамикой движения *газодинамического контакта* (геофизич. методами); кол-вом газа в пласте; изменением продуктивности скважин (*газодинамическими методами исследований* с определением максимально допустимой депрессии на пласт); составом продукции скважин (определение физико-химич. свойств закачиваемого и отбираемого газа и жидкости); технич. состоянием скважин, межколонными газопроявлениями и периодич. переосвидетельствованием скважин с целью продления срока эксплуатации; герметичностью хранилища (наблюдения за газонасыщенностью и пластовым давлением в вышезалегающих проницаемых горизонтах, изменением состава пластовых флюидов в них, проведение поверхностной газовой съемки в пределах *горного отвода* хранилища). Постоянно должен осуществляться *экологический мониторинг* поверхности и приповерхностной биосферы.

Г. С. Крапивина.

ПХГ в нефтяных (НЕФТЕГАЗОВЫХ) МЕСТОРОЖДЕНИЯХ – создаются в истощенных нефтяных м-ниях в районах потребления газа.

Эксплуатация *подземных хранилищ газа* (ПХГ) в нефтяных м-ниях увеличивает нефтеотдачу, снижает плотность и вязкость нефти.

Первое ПХГ в истощенном нефтяном м-нии было создано в 1942 в США (штат Калифорния).

Наличие нефти в продукции скважин обуславливает ряд особенностей в систе-

ме эксплуатации таких хранилищ. Для закачки газа используются скважины, расположенные в центр. части, а отбор продукции производится из скважин на периферии залежи. В продукции скважин выделяют: газ, нефть с высоким и с низким газовыми факторами. Каждая из этих групп требует особой системы подготовки газа к дальнейшему транспорту и поставке потребителям. Поэтому ПХГ в нефтяных и нефтегазовых м-ниях устраивают двумя или тремя системами подготовки продукции. Высокое содержание тяжелых углеводородов в газе требует оборудования, обеспечивающего более полное их отделение.

В России ведутся работы по конверсии Тереклинского нефтяного м-ния (Башкирия) в ПХГ (рис.). Это истощенное м-ние в рифовых известняках, разрабатывавшееся на естеств. режимах (упругом, растворенного газа и гравитационном); нефтеотдача не превышает 25%. Исследования показали, что за счет хранения газа в этом м-нии конечная нефтеотдача составит не менее 45%.

В России проведены исследования и разработаны проекты создания ПХГ в нефтяных м-ниях, отличающихся свойствами пласта и пластовых флюидов, режимами работы залежи. При создании таких газохранилищ выделяют два этапа. За счет закачки-отбора относительно небольших кол-в газа решаются задачи уточнения показателей эксплуатации газового хранилища, добычи осн. объема дополнительных кол-в нефти, создания условий для разбуривания залежи. Затем производится пром. эксплуатация ПХГ, при этом извлечение нефти носит вспомогательный характер.

При создании газового хранилища совмещаются разработка нефтяного место-

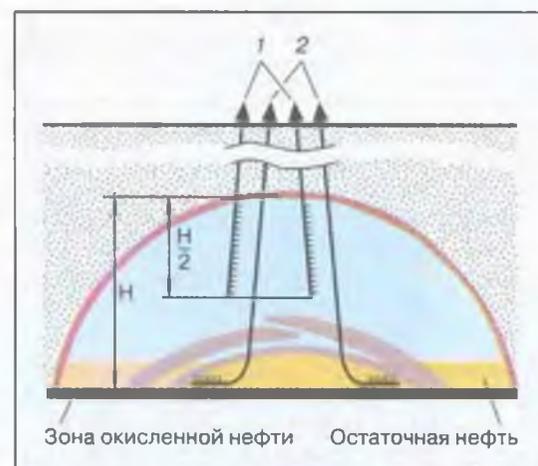


Схема создания ПХГ в нефтяном пласте: 1 – эксплуатационно-нагнетательная скважина; 2 – горизонтальная эксплуатационная скважина; H – толщина продуктивного пласта; H/2 – интервал вскрытия продуктивного пласта.

рождения с подземным хранением газа. При разработке с использованием газовой репрессии из топливного баланса на длительный период выводятся значительные объемы газа. Разработаны технологии, позволяющие использовать созданные в нефтяном пласте запасы газа для целей подземного хранения без ущерба добыче нефти уже на начальном этапе проведения газовой репрессии.

Использование горизонтальных скважин позволяет значительно увеличить добычу нефти при эксплуатации ПХГ. При этом горизонтальный участок ствола скважины размещается под слабопроницаемыми пропластками или линзами, что в значительной степени увеличивает период безгазовой эксплуатации скважины.

С. И. Трегуб.

ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

Р

РАБОЧАЯ ЗОНА – пространство высотой до 2 м над уровнем земли или площадки производств. помещения. В объеме Р. з. располагаются места постоянного или периодич. (временного) пребывания работающих. Аналогичное пространство в обществ. зданиях наз. обслуживаемой зоной помещения. Санитарно-гигиенич. требования к параметрам воздуха регламентируют условия лишь в пределах Р.з. или обслуживаемой зоны помещения.

РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ газа в газопроводе – давление, на к-рое проектируется газопровод. Это давление нагнетания газа на выходе компрессорной станции при фиксированном расходе транспортируемого газа, мощности привода нагнетателей газоперекачивающих агрегатов с учетом прочностных характеристик газопровода. Величина Р. д. определяется комплексом гидравлич., тепловых, прочностных и оптимизационных расчетов.

Давление газа (в т. ч. Р. д.) – важнейший технологич. параметр магистрального транспорта газа, определяющий уровень технич. состояния магистральных газопроводов и отрасли в целом. Переход с давления газа 5,5 МПа к давлению 7,5 МПа ознаменовал собой резкий скачок в технологии магистрального транспорта газа.

Наряду с Р. д. выделяют разрешенное давление газа, к-рое всегда меньше Р. д. Оно применяется как исключение (временно до вывода газопровода или его участка в ремонт) там, где вследствие повышенной удельной аварийности, высокой коррозионности грунтов, значительного срока эксплуатации и т. д. газопровод (участок) не может эксплуатироваться при Р. д.

Решение о переводе газопровода или его участка на пониженное «разрешенное» давление газа принимается руководством газотранспортного предприятия по согласованию с Центр. производственно-диспетчерским упр-нием Единой системы газоснабжения России. З. М. Галиуллин.

РАБОЧИЙ ДЕБИТ, см. в ст. Дебит.

РАЗВЕДАННОСТЬ РЕСУРСОВ газа (нефти) – частное от деления (в % или долях единицы) начальных разведанных запасов (НРЗ) на величину начальных суммарных ресурсов (НСР). Величина НРЗ – сумма накопленной добычи и текущих запасов категорий А + В + С₁. В процессе геолого-разведочных работ происходит последовательный рост Р. р. за счет прироста запасов при постоянстве

величины НСР:

$$X = \frac{\Sigma q + ABC_1}{\Sigma q + ABC_1 + C_2 + C_3 + D_{1л} + D_1 + D_2}$$

где X – разведанность НСР; Σq – накопленная добыча; ABC_1 – текущие разведанные запасы; C_2 – предварительно оцененные запасы; C_3 – перспективные ресурсы; $D_{1л}$ – прогнозные локализованные ресурсы; D_1 и D_2 – прогнозные ресурсы.

По темпу увеличения Р. р. в зависимости от объема бурения или времени в ее динамике выделяют три этапа. На начальном этапе (с открытия 1-го м-ния), как правило, открываются не самые крупные м-ния или на крупных м-ниях небольшие залежи. Продолжительность этого этапа при интенсивном ведении геолого-разведочных работ невелика. Второй этап начинается с открытия самого крупного м-ния региона. Достигнутый уровень нефтегазогеологич. знаний о регионе и отработанная методика поиска позволяют обычно ускоренно выявить наиболее крупные м-ния региона при условии равномерного изучения по территории и разрезу. Все это обеспечивает высокий уровень эффективности геолого-разведочных работ и высокий темп роста разведанности НСР. Для третьего этапа характерно массовое освоение средних и мелких по запасам м-ний, снижение эффективности. Как следствие, рост разведанности последовательно замедляется. Оценка Р. р. носит вероятностный характер, т. е. величины НРЗ и особенно НСР определяются с постоянными и случайными ошибками.

Разновидностью показателя Р. р. является степень опосредованности НСР – частное от деления суммы начальных опосредованных запасов открытых м-ний (включая категорию С₂) на количественную оценку НСР.

Показатель Р. р. используется при анализе состояния и перспектив подготовки запасов, эффективности геолого-разведочных работ. Ю. Н. Батурич.

РАЗВЕДКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – комплекс работ, позволяющий оценить пром. значение газового м-ния, выявленного на поисковом этапе, и подготовить его к разработке. Комплекс разведочных работ включает бурение разведочных скважин и проведение исследований, необходимых для подсчета запасов выявленного м-ния и проектирования разработки. Р. г. м. осуществляется в одну стадию со все возрастающей детальностью. В процессе разведки должны быть оговорены залежи, определены газовой контактной (ГВК), литологич. со-

став, коллекторские свойства, мощность, газонасыщенность продуктивных горизонтов; изучены изменения этих параметров по площади и разрезу; исследованы физико-химич. свойства воды, газа; установлена продуктивность скважин и др. параметры.

Осн. отличия Р. г. м. от разведки нефтяного м-ния: более редкая разведочная сеть и (при наличии развитой сети газопроводного транспорта вблизи м-ния) проведение в процессе разведки эксплуатационного бурения. Способ определения ГВК и размеров залежи газа по пластовому давлению внутри залежи и региональному гидростатич. давлению в законтурной области позволяет рассчитывать эти параметры по первой продуктивной разведочной скважине. Сравнительно быстрое определение газонасыщенности дает возможность на начальной стадии разведки реализовать равномерную систему размещения скважин, когда в процессе разведки не образуется общей депрессионной воронки, т. е. пластовое давление вдали от каждой скважины примерно одинаково и близко к ср. пластовому давлению на соответствующий момент времени. В этом случае изменение дебитов газовых скважин определяется изменением во времени ср. пластового давления по залежи в целом. Равномерное размещение скважин по площади газонасыщенности удовлетворяет этому условию лишь при достаточной однородности коллекторских свойств пласта. Равномерной системой размещения будет такая, при к-рой каждая из разведочных скважин оценивает примерно одинаковый объем газонасыщенного резервуара (на равные по запасам участки залежи – равное число скважин). Такая сеть разведочных скважин, неравномерная по площади и равномерная по отношению к объему, позволяет быстрее определить и сетку эксплуатационных скважин. В связи с этим Р. г. м. осуществляется не только бурением разведочных, но и опережающим бурением эксплуатационных скважин, с получением по ним всего объема информации для подсчета запасов. Размещение эксплуатационных скважин в центрах зон равных объемов дает большой экономич. эффект: увеличиваются сроки работы скважин, суммарная добыча, улучшается дренируемость объема залежи, сокращаются линии обустройства промыслов.

После вскрытия газовой залежи первыми разведочными скважинами гл. задачи Р. г. м. – выяснение наличия нефтяной оторочки, установление ее геологич. строения и пром. значения. При непром.

значении нефтяной оторочки ведут разведку и подготовку к разработке только газовой залежи. При установлении самостоятельной пром. значения нефтяной оторочки ее разведывают как нефтяную залежь. При выявлении нефтяных оторочек подчиненного пром. значения ведут совместную разведку газовой залежи и нефтяной оторочки.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1-5, М., 1984-91.

РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА, геофизические методы поисков и разведки месторождений углеводородов - раздел геофизики, изучающий пространственно-временное изменение геофизич. полей в земной коре с целью поисков и разведки м-ний полезных ископаемых, контроля их разработки и пр.

При поисках и разведке м-ний газа и нефти используются методы, основанные на изучении гравитационного, магнитного, электрич. (в т. ч. и электромагнитного), температурного, сейсмич. (упругих колебаний), радиоактивного (ядерных излучений) и др. естественных и искусственно созданных физич. полей в их взаимосвязи с разл. геологич. свойствами пород осадочного чехла и фундамента.

Получаемая методами Р. г. обширная и важная информация о геологич. строении глубокозалегающих горизонтов земной коры коренным образом изменила характер поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Особенно велико значение Р. г. при поисках и разведке новых, глубоко погретенных и более сложных по своей структуре газовых и нефтяных м-ний, в т. ч. и расположенных на *шельфе*.

По данным геофизич. методов, горн. породы изучаются косвенным путем. Каждая горн. порода является источником физич. полей, отражающих воздействие плотности, упругости, электропроводности и др. физич. свойств. Всякое геологич. тело порождает вокруг себя гравитационное, магнитное, электрич. или радиационное поля. При механич., электрич., термич., радиационном и др. воздействиях на геологич. тело оно отвечает специфическими физич. эффектами.

По характеру используемых физич. полей методы Р. г. делятся на методы естественного и искусственного полей. Естествен. поле присутствует в земной коре независимо от воздействия на него человека, искусственное - возбуждается в земной коре по заданию человека.

По месту применения методы Р. г. делятся на полевые и скважинные.

Использование полевых методов Р. г. на нефть и газ заключается в поисках *ловушек* (структурных или литологич.), благоприятных для накопления углеводородов. Это могут быть: антиклинальные структуры (в своды к-рых газ и нефть вытесняются более тяжелыми пластовыми водами); крылья структур или моноклинали, осложненные сбросами; стратиграфич. и литологич. ловушки (т. н. ловушки неантиклинального типа). Используя полевые методы Р. г., получают информацию о геологич. разрезе, глуби-

не залегания продуктивных интервалов, параметрах их *фильтрационно-емкостных свойств*. Решение многих геологич., технич. и технологич. задач в бурящихся и эксплуатирующихся скважинах получают при *геофизических исследованиях скважин*.

Полевыми методами Р. г. являются: *гравиметрическая разведка, магнитная разведка, электрическая разведка, сейсмическая разведка.* В. Г. Фоменко.

РАЗВЕДОЧНАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

РАЗГАЗИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД, см. *Дегазация пластовых вод*.

РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ - комплекс работ по извлечению газоконденсатной смеси из пласта-коллектора. Осуществляется на газоконденсатном м-нии посредством реализации определенной *системы разработки*. Добываемая газоконденсатная смесь на поверхности подвергается *промысловой обработке*. Обустройство газоконденсатного промысла включает поверхностное оборудование для сбора газоконденсатной смеси, разделения ее на газ и конденсат, отделения сопутствующих ценных компонентов, очистки, осушки, *компримирования* газа и подачи его потребителю или в *магистральный газопровод*, а также для первичной переработки конденсата (разделение на фракции) и транспортирования его по *конденсатопроводу* на перерабатывающий завод.

Под рациональной системой Р. г. м. и обустройства промысла понимается система, при к-рой обеспечивается заданная добыча газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов с оптимальными технико-экономич. показателями и коэффициентами газо- и конденсатоотдачи при соблюдении условий охраны недр и окружающей среды.

Р. г. м. характеризуют след. основные технологич. и технико-экономич. показатели: зависимости изменения во времени ср. пластового давления, *забойных давлений* и *устьевых давлений* по скважине и мощность *компрессорных станций*, объемы поступающей в залежь *пластовой воды*, технологич. параметры системы обустройства промысла, а также необходимые уровни капитальных вложений и эксплуатационных расходов, себестоимость добычи газа и конденсата. Изменение этих показателей в значительной мере зависит от режима газоконденсатной залежи. Р. г. м. сопровождается *фазовыми переходами* пластовой газоконденсатной смеси с массообменом компонентов между газовой и жидкой фазами в процессе изменения термобарич. условий залежи.

Р. г. м. с истощением пластовой энергии может вестись при газовом и водонапорном режимах. Снижение *пластового давления* при практически неизменной пластовой темп-ре в процессе Р. г. м. приводит к повсеместному выпадению конденсата в пласте и изменению его содержания и отд. компонентов газоконденсатной смеси в продукции экс-

плуатационных скважин. Выпавший в пласте конденсат практически на поверхность не выносятся. Это обуславливает его иногда большие пластовые потери, достигающие 70% от *потенциального содержания конденсата* в газоконденсатной смеси (Р. г. м. с истощением пластовой энергии на газовом режиме). Выпавший в пласте конденсат практически не влияет на величину коэф. газонасыщенности продуктивного пласта-коллектора и поэтому существенно не изменяет его емкостные и фильтрационные параметры. В *призобойной зоне* пласта имеет место 2-фазная фильтрация газа и конденсата. При водонапорном режиме внедряющаяся в залежь вода частично поддерживает пластовое давление в газоносных зонах пласта и вытесняет выпавший в пласте конденсат. Однако неоднородность *коллекторских свойств* продуктивного пласта приводит к избирательному и нерегулируемому продвижению воды и значительному снижению газо- и конденсатоотдачи пласта (см. *Газоотдача*). Изменение содержания компонентов добываемой из пласта газоконденсатной смеси при снижении пластового давления меняет конденсатоотдачу даже при постоянных объемах добычи газа.

Работа газоконденсатных скважин регламентируется *технологическими режимами эксплуатации* (ТРЭ), к-рые осуществляются путем поддержания и регулирования на забоях (устьях) скважин или наземных сооружениях заданных условий изменения дебита и давления, обеспечивающих соблюдение правил охраны окружающей среды и безаварийной эксплуатации скважин. На выбор ТРЭ скважины при прочих равных условиях влияют тип залежи, начальные термобарич. условия, прочность горн. пород, состав *пластового газа*, технологич. особенности эксплуатации скважин (*дресселирования* газа в призобойной зоне, *техногенное гидратообразование* в стволе скважины, *удаление жидкости* из ствола скважины). Различают пассивные и активные способы Р. г. м.

Пассивные способы Р. г. м., приводящие к истощению *пластовой энергии* и основанные на регулировании технологич. режимов работы только эксплуатационных скважин, позволяют увеличить конечную конденсатоотдачу пласта не более чем на 5%.

Активные способы Р. г. м., основанные на регулировании энергии пласта, предотвращающем или значительно снижающем выделение в нем конденсата, позволяют увеличить конденсатоотдачу на 15-20%. Выделяют методы глобального и локального воздействия на пласт. Глобальные методы предусматривают воздействие на весь пласт или часть его через систему нагнетательных и эксплуатационных скважин и обеспечивают поддержание пластового давления или способствуют вытеснению уже выпавшего конденсата в пласте. Для поддержания пластового давления в пласт закачивают рабочий агент: углеводородные, неуглеводородные газы или их смеси, воду.

В качестве углеводородных газов используют б. ч. *сухой газ* (см. *Сайклинг-процесс*), а в качестве неуглеводородных газов — двуокись углерода, азот, дымовые газы. Пластовое давление поддерживают на уровне (или выше) и ниже *давления начала конденсации* пластовой газоконденсатной смеси. В первом случае во всем пласте, за исключением призабойных зон эксплуатационных скважин, создаются условия, предотвращающие выделение конденсата. Во втором случае м-ние разрабатывают вначале в течение некоторого времени на режиме истощения и лишь затем начинают закачку в пласт газа. Для обоснования экономич. целесообразности обратной закачки определяют содержание конденсата в газе, оценивают схему обработки добываемого газа и расходы на нагнетание рабочего агента. Кол-во закачиваемого газа может быть выше (используют газ с соседних м-ний), равным или меньшим кол-ва отбираемого из пласта газа. В последнем случае часть отбираемого из пласта газа подается потребителю. Поддержание пластового давления осуществляется также путем закачки в пласт воды. Возможное преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности *коллекторских свойств* пласта по площади и толщине, а также неравномерное дренирование отд. пачек и пропластков, осложняемое неравномерной закачкой воды по вскрытой толщине пласта в нагнетательных скважинах, резко ограничивают перспективы закачки воды на газоконденсатных м-ниях. Этот метод поддержания пластового давления используют на м-ниях с *аномально высокими пластовыми давлениями*, разработка к-рых связана с проявлением повышенной деформации продуктивного коллектора. Закачку рабочего агента осуществляют через нагнетательные скважины, при высоком сопротивлении к-рых проводят очистку призабойной зоны и забоя продувкой газом, кислотной обработкой, торпедированием, дополнительной перфорацией, *гидроразрывом пласта*.

Вытеснение из пласта выпавшего газового конденсата производят после Р. г. м. на режиме истощения. В качестве рабочего агента используют воду или разл. углеводородные (этан-пропановая смесь, широкая фракция легких углеводородов) или неуглеводородные (двуокись углерода, мицеллярные растворы) растворители (см. *Вторичные методы разработки*).

Методы локального воздействия позволяют предотвратить или снизить потери конденсата в призабойной зоне эксплуатационных скважин. Извлечение на поверхность выпавшего в призабойной зоне конденсата осуществляется также в результате периодич. закачки в эксплуатационные скважины и отбора из них к.-л. растворителей. При выборе способа воздействия на пласт учитывают особенности изменения свойств пластовой газоконденсатной смеси и кол-ва добываемого конденсата при изменении пластового давления, геологич. строение залежи и сте-

пень изменения коллекторских свойств продуктивного пласта, технич. и экономич. ограничения.

Р. г. м. можно вести в две стадии: циркуляция газа с полным или частичным восстановлением пластового давления и истощение продуктивного пласта. Выбор последовательности определяется экономич. факторами. При высоком пластовом давлении Р. г. м. начинают в режиме истощения. Когда пластовое давление приблизится к давлению начала обратной конденсации смеси, осуществляют процесс циркуляции; после прорыва сухого газа к эксплуатационным скважинам разработку завершают в режиме истощения.

Основанием для проектирования Р. г. м. служат данные геолого-разведочных работ. Исходя из запасов м-ния и состояния углеводородов в пласте определяют добычу, схему разработки и направление использования продукции. Установив технико-экономич. целесообразность осуществления процесса циркуляции и назначив оптимальные давления нагнетания, определяют число эксплуатационных и нагнетательных скважин с учетом возможности использования разведочных, оконтуривающих, непродуктивных скважин и *системы размещения* скважин по площади газоносности.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ природного газа — самостоятельное направление горн. дела, связанное с целенаправленной н.-и., проектной и производственной деятельностью по добыче природного газа из м-ний на основе рациональных принципов и систем недропользования.

Н.-и. деятельность в области Р. м. объединяет фундаментальные и прикладные исследования по широкому спектру наук о Земле (геология, геофизика, геохимия, *геомеханика* и др.), технич. наук, математики, органич. химии, информатики, экономики и др. Она направлена на изучение разнообразных *геотехнологических процессов* и *геодинамических процессов*, происходящих в м-ниях и окружающей их геологич. среде с целью создания эффективных геотехнологий и средств извлечения природного газа, методологии прогнозирования поведения созданных для Р. м. *геотехнологических комплексов*.

Проектная деятельность включает методологию и организацию (упр-ние) геологического (проекты доразведки м-ния), технологического (проекты Р. м.) и технического (проекты обустройства м-ния) проектирования с целью создания и комплексного обоснования рационального геотехнологич. комплекса по добыче природного газа.

Производств. деятельность связана с эксплуатацией созданного геотехнологич. комплекса по добыче газа с целью обеспечения надежных поставок товарного газа и др. товарных продуктов при условии рационального недропользования и экологич. безопасности.

В соответствии с порядком, установленным законодательством Рос. Федерации, недра, содержащие углеводородное минеральное сырье, предоставляются в пользование для геологич. изучения, включающего поиски и оценку м-ний, разведку и добычу углеводородного сырья на основе *лицензий*.

Недра могут предоставляться в пользование как отдельно для каждого из указанных видов пользования, так и для всех одновременно. Добыча углеводородного сырья в соответствии с условиями выданной лицензии на право пользования участком недр может осуществляться как на стадии разведки и Р. м., так и на стадии геологич. изучения с целью оценки *добычных возможностей* м-ния и получения информации для подсчета запасов.

Стадия Р. м. подразделяется в общем случае на этапы: *подготовка месторождения* к пром. разработке; *промышленная разработка*; консервация м-ния или перевод его в др. вид *недропользования* (напр., подземное хранилище).

К подготовленным к пром. разработке относятся м-ния, *запасы* и добычные возможности к-рых, свойства *пластового газа* и содержащихся в нем компонентов, гидрогеологич., геокриологич., экологич. и др. условия изучены с полнотой, достаточной для технико-экономич. обоснования решения о порядке и условиях их вовлечения в пром. освоение.

Пром. разработка м-ния заканчивается тогда, когда поставки газа в *магистральный газопровод* становятся нерентабельными, т. е. затраты на поставки превышают доходы от продаж.

Консервация месторождения (т. е. временная приостановка Р. м.) производится в том случае, когда дальнейшая эксплуатация оставшихся скважин и *систем сбора газа* технически и экономически не оправдана, а перевод объекта для использования его в др. целях невозможен.

В ряде случаев истощенные м-ния используются как *подземные хранилища газа* для обеспечения сезонных неравномерностей *газопотребления*, а также для создания гос. резервов.

М-ние природного газа вводится в эксплуатацию на основе проектных документов: технологич. проекта опытно-пром. эксплуатации и проекта разработки, а также проекта обустройства (подробно см. в статьях *Проектирование разработки* и *Проектирование обустройства*). В этих документах на основе системного, комплексного и мультидисциплинарного подхода создается, исследуется и обосновывается геотехнологич. комплекс, предназначенный для добычи природного газа и сопутствующих компонентов (конденсата, сероводорода, гелия и др.), подготовки продукции для дальнейшей транспортировки.

Системный подход предусматривает изучение и описание геологич. объектов (м-ние) и технич. систем (*скважины*, системы промыслового сбора и *подготовки газа к дальнему транспорту* и др.) как единой сложной системы: природно-техногенной по структуре и кибер-

нетической по условиям функционирования.

Комплексный подход предусматривает учет определяющих свойств и параметров всей технологич. цепочки комплекса: пласт – скважина – система сбора – установка комплексной подготовки газа – газопровод.

Мультидисциплинарный подход предполагает использование для исследования процессов функционирования геотехнологич. комплекса методов и средств различных науч. дисциплин.

Проектируемый для Р. м. геотехнологич. комплекс включает: *систему разработки*, системы добычи газа и *промысловой обработки* газа перед подачей в газопровод. Если в природном газе содержатся ценные компоненты (углеводородные – конденсат, этан, пропан-бутаны, неуглеводородные – сера, гелий и др.), к-рые могут реализоваться как самостоятельные товарные продукты, геотехнологич. комплекс объединяется с заводами по переработке газа и конденсата в *газоперерабатывающие заводы*, образуя единые *газохимические комплексы* (напр., действующие в России Оренбургский и Астраханский газохимич. комплексы).

В процессе эксплуатации созданного на базе м-ния геотехнологич. комплекса производится постоянный контроль за эффективностью работы отд. элементов и всего комплекса в целом, устанавливаются причины отклонения *технологических показателей* разработки (фактич.) от проектных показателей, принимаются меры по корректировке проектных решений с целью достижения поставленных целей.

Результаты этих работ представляются в виде *анализа разработки*, к-рый по существующим нормам недропользователя обязан проводить не реже одного раза в год. Анализ разработки является основанием для составления нового проектного документа – *корректив* к проекту Р. м., в к-ром предлагаются и обосновываются инж. решения по модернизации и реконструкции действующих систем разработки или отд. ее элементов.

Совр. арсенал методов и средств контроля за функционированием геотехнологич. комплексов, пакеты компьютерных технологий, моделирование его работы позволяют создавать и реализовывать системы упр-ния Р. м.

Проектная деятельность в области Р. м., анализ и регулирование разработки основываются на изучении, описании, моделировании и прогнозировании геотехнологич. и геодинамич. процессов, происходящих в м-ниях и окружающей их геологич. среде. Этот комплекс науч. исследований относится к спец. прикладному направлению наук о Земле – Р. м. нефти и газа.

Прикладная наука о Р. м. нефти и газа интегрирует знания, получаемые в процессе мультидисциплинарных исследований, к-рые компоуются в виде геологич., теоретич., технологич., экономич. и информационных основ разработки. Гео-

логич. основы включают формирование и обоснование геологич. моделей объектов разработки с позиций геологич. характеристик и условий формирования м-ний.

Теоретич. основы Р. м. включают теорию разработки и теорию упр-ния системами добычи газа. Теория разработки описывает, объясняет и прогнозирует геотехнологич. и геодинамич. процессы. Ядром теории разработки является совокупность фундаментальных законов и осн. понятий геомеханики и ее спец. раздела – *подземной гидрогазодинамики*, в основе к-рых лежат совр. положения теории *фильтрации* флюидов в пластах-коллекторах м-ний углеводородов.

Теория упр-ния системами добычи газа разрабатывает и обосновывает наиболее эффективные инж. решения для достижения поставленных целей функционирования систем Р. м.

Технологич. основы Р. м. включают комплекс методов и технич. средств их реализации, предназначенных для рентабельной добычи углеводородов при соблюдении условий рационального недропользования и экологич. безопасности.

Экономич. основы Р. м. включают совр. экономич. методы оценки эффективности инвестиций в Р. м. с учетом возможных *рисков*.

Информационные основы Р. м. на совр. этапе обеспечивают эффективное использование информационных технологий (банки данных, банки знаний, компьютерные технологии, экспертные системы и др.) во всех сферах деятельности по Р. м.

Т. к. м-ния природного газа и созданные на их основе геотехнологич. комплексы относятся к особому типу сложных систем, наука о Р. м. используют иерархич. принцип их изучения, моделирования, *проектирования разработки* и мониторинга. Иерархич. принцип предусматривает разделение изучаемого объекта на разл. масштабы (иерархич. уровни).

Мегамасштаб характеризует геологич. среду, включая м-ние природного газа и окружающие горн. породы с содержащимися в них природными ресурсами. В этом масштабе изучаются, моделируются и прогнозируются макрогеодинамич. и др. процессы, связанные с техногенным воздействием Р. м. (геодинамич., экологич. и др.). Для этих целей используется *система сопряженного мониторинга*.

Макромасштаб характеризует геологич. среду в рамках *эксплуатационного объекта*: в осн. продуктивная газонасыщенная толща и окружающие водоносные пласты. В этом масштабе изучаются, моделируются и проектируются рациональные системы разработки, отвечающие требованиям рационального недропользования и рентабельности газодоб. предприятий.

Мезомасштаб характеризует часть эксплуатационного объекта, относящегося к околоскважинной продуктивной толще: *дренажная область*, отд. или группы (куста) эксплуатационных скважин; эталонные участки эксплуатационного объекта, на к-рых используются разл. гео-

технологии. В этом масштабе изучаются: *продуктивность, технологический режим эксплуатации*, добычные возможности эксплуатационных скважин, а также эффективность использования разл. геотехнологий.

Микромасштаб характеризует часть породы-коллектора из поверхности горн. выработки (забоя) в продуктивной толще: продуктивный разрез скважины; образцы горн. породы (*керна*). В этом масштабе изучаются свойства пород-коллекторов (петрографич. и литологич. состав, физич. свойства пород), характер фильтрации, условия вытеснения одних флюидов другими и т. п.

Изучение на разных уровнях производится комплексами различных прямых и косвенных методов (геологич., геофизич., газогидродинамич., аэрокосмич., физико-химич. и др.).

Моделирование производится от микро- до мегамасштабов с использованием разл. его методов и разл. моделей, объединенных общими принципами и комплексной геоинформацией.

Другой особенностью науки о Р. м., как отмечалось выше, является ее мультидисциплинарность. Для исследования и прогнозирования всего спектра геотехнологич. процессов привлекается широкий комплекс экспериментальных и промышленных исследований: термодинамика *фазовых переходов* сложных многокомпонентных углеводородных систем, газогидродинамика многофазных течений в трубах, компьютерные технологии моделирования природно-техногенных систем, геохимия углеводородов, отраслевая экономика, упр-ние проектами и др.

Наука о Р. м. вместе с инженерами-проектировщиками и инженерами-разработчиками полностью отвечает за успехи и неудачи практики Р. м. Она равноправно с практикой несет ответственность за эффективность полного цикла разработки, начиная с геологич. информации и кончая экологич. безопасностью Р. м.

Лит.: Лапук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природного газа, М., 1948; Коротаяев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Вяхириев Р. И., Коротаяев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999; Вяхириев Р. И. и др., Разработка и эксплуатация газовых месторождений, М., 2002.

Г. А. Зотов.

РАЗРУШЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ углеводородов – нарушение материального баланса в системе «залежь – окружающие породы», когда поступление углеводородов в *ловушку* отстает от их истечения из нее. Нарушение баланса может происходить за счет ухода (истечения) части или всей массы газа и нефти из продуктивных ловушек или за счет термохимич. деградации вещества нефти и газа при попадании в жесткие термоглубинные и катагенетич. условия.

Залежи углеводородов в ловушках представляют собой динамич. системы с неустойчивым равновесием, в к-рых происходит постоянный массообмен с окружающей водно-минеральной средой: приток новых порций подвижных ве-

Таблица. Виды и характер разрушения скоплений углеводородов в первичном залегании

Вид разрушения	Причины разрушения	Характер проявления			
		залежи		при погружении	при поднятии
		газовые	нефтяные		
Механическое	Эрозионное разрушение ловушек	++	+		++
	Возникновение или активизация флюидопроводящих разломов	++	+	+	++
	Изменение региональных углов наклона пород	++	+	+	+
	Диашеры (соляные или глиняные)	++	+	++	+
Молекулярное	Диффузия	+		+	+
Гидрогеологическое	Гидравлический напор	+	+		+
	Растворение в инфильтрационных водах	+		+	+
Геохимическое	Биохимическое разрушение в зоне гипергенеза	+	++		++
	Химическое взаимодействие с природными окислителями	++	++	++	
Геохронотермическое	Тепловая деградация углеводородных скоплений	++	++	++	
	Уплотнение и эпигенез углеводородсодержащих коллекторов	++	++	++	
Техногенное		+	+		

Примечание. Масштабность и вероятность проявления: ++ – максимальная; + – средняя.

ществ и одноврем. удаление их через *покрышку* в вышележащие слои разреза или в *пластовые воды*. Эволюционное развитие скоплений углеводородов в ловушках может быть приостановлено вследствие частичного или полного разрушения залежи газа и(или) нефти, к-рое происходит в сравнительно короткие промежутки времени.

Истечение газосодержащих и в меньшей степени нефтяных скоплений происходит из-за низкого качества глинистых покрышек (присутствие алевролитовых прослоев или песчано-алевролитовой тектонич. активизации старых и возникновения новых флюидопроницаемых и полупроницаемых (для газа) разломов, осложняющих покрышки залежей. В окраинных зонах областей газонакопления дифференцированные тектонич. движения могут изменять углы наклона пород, вследствие чего на отд. этапах тектонич. развития ловушки могут «раскрываться».

В жестких термокатагенетич. условиях больших глубин действенным фактором Р. с. становится термохимич. деструкция вещества углеводородов в течение длительного времени, приводящая к трансформации углеводородных скоплений в неуглеводородные.

В табл. приведены осн. формы и виды Р. с. углеводородов в земных недрах.

Не до конца выяснена роль диффузии в процессах разрушения залежей *свободного газа*.

Как показывают наблюдения и расчеты по многим нефтегазоносным басс. и отд. м-ниям, в особенности в зонах и на участках интенсивной расконсервации недр, потери прежде всего газообразных углеводородов за геологич. время настолько грандиозны, что разведанные запасы и ресурсы газа и нефти составляют обычно единицы и доли процента от этих потерь.

Не менее масштабны процессы катагенетич. и метагенетич. разрушения вещества нефти и углеводородных газов в глубоководных горизонтах нефтегазоносных басс., где мощность осадочного чехла 7–15 км и более. Однако существуют нефтегазоносные регионы, в к-рых масштабы процессов разрушения залежей углеводородов относительно невелики. Следует отметить созидательную роль разломов в аккумуляции нефти в ловушках областей и зон преимуществ. газонакопления. Достаточно быстрое и интенсивное разрушение газовых, газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных первичных скоплений из-за перепадов газа по разломам и зонам трещиноватости во многих случаях служит причиной формирования остаточных нефтяных и нефтегазовых залежей в ловушках, куда стягивается нефть из межструктурных зон или из нижележащих разрушенных залежей. Полное Р. с. газа происходит в случае, когда поступление газа резко отстает от его миграции в атмосферу, а также вследствие эрозионных срезов *флюидопоров* в стадии ортогенеза.

Лит.: Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990.

В. А. Скоробогатов.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, см. в ст. *Газораспределительная сеть*.

РАСХОД ГАЗА, см. в ст. *Учет расхода газа*.

РАСХОДОМЕРЫ, см. в ст. *Учет расхода газа*.

РАСШИРИТЕЛЬ – буровой инструмент для обработки стенок скважин. Состоит из стального корпуса с размещенными на нем (или в нем) породоразрушающими элементами. Применяется для калибровки и разбуривания скважины, для предотвращения зажимок (затяжек) бурового инструмента и для расширения ствола под башиаками *обсадных колонн*. Подробно см. в ст. *Породоразрушающий инструмент*.

РЕГАЗИФИКАЦИЯ (от лат. ге – приставка, указывающая на противоположное действие, и газификация) – технологич. процесс по переводу *сжиженного природного газа* (СПГ) в газообразное состояние при использовании энергии (темп-ры) окружающей среды (т. е. без использования спец. теплоносителя) в проточных системах испарения. Нагрев СПГ осуществляется в атмосферных теплообменниках (испарителях) с выдачей газа при темп-ре на 15–20 °С ниже темп-ры окружающей среды.

СПГ в качестве *газомоторного топлива* используется только в газообразном

состоянии. Поэтому его необходимо регазифицировать, т. е. испарять. Критич. темп-ра СПГ 190,65 К. При хранении и транспортировке СПГ находится в сжиженном состоянии при темп-ре 140 и 160 К соответственно при давлении 0,6 и 1,6 МПа. Емкости для хранения и транспортирования СПГ – сосуды Дьюара, обеспечивающие миним. теплоподвод, к-рые работают при давлениях 0,3–1,6 МПа.

Теплота Р. сжиженного природного газа складывается из скрытой теплоты парообразования (при заданном давлении) и теплоты нагрева газа до заданной темп-ры:

$$Q_{\text{рег}} = r + g_{\text{нагр}}$$

где $Q_{\text{рег}}$ – теплота регазификации, кДж/кг; r – скрытая теплота парообразования при заданном давлении, кДж/кг; $g_{\text{нагр}}$ – теплота нагрева до заданной темп-ры, кДж/кг.

Кол-во тепла, затрачиваемого на испарение СПГ при давлении 0,6 МПа и темп-ре 298 К, составляет ок. 750 кДж/кг.

В зависимости от потребителя природного газа Р. можно разделить на два основных технологич. процесса.

Р. при давлении 0,005–0,6 МПа предназначена для газификации пром. предприятий, коммунально-бытового сектора, населенных пунктов, использующих газ в горячем водоснабжении, при приготовлении пищи (рис. 1). СПГ из резер-

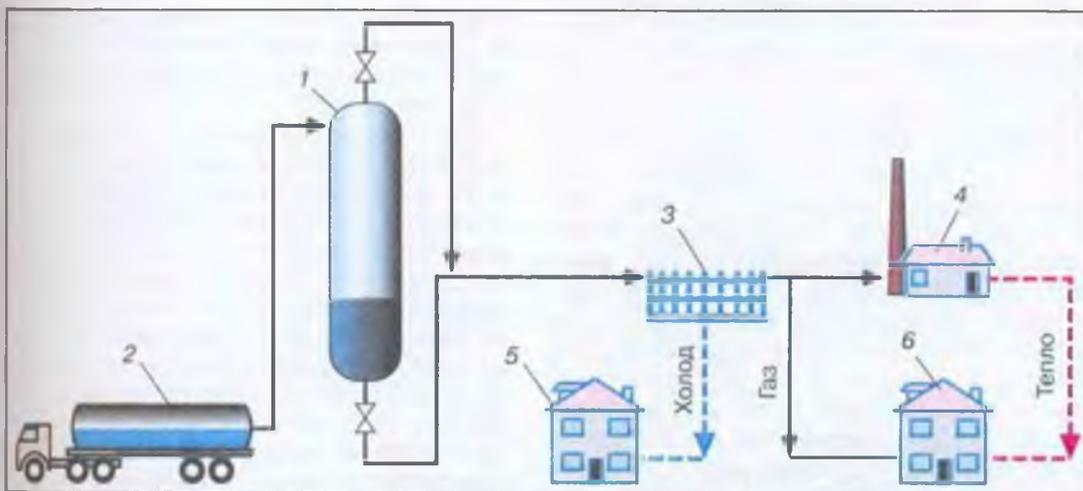


Рис. 1. Схема регазификации СПГ, используемого в газоснабжении потребителей: 1 – стационарное хранилище СПГ; 2 – транспортировщик СПГ; 3 – атмосферный испаритель; 4 – котельная; 5 – потребители холода; 6 – потребители тепла.

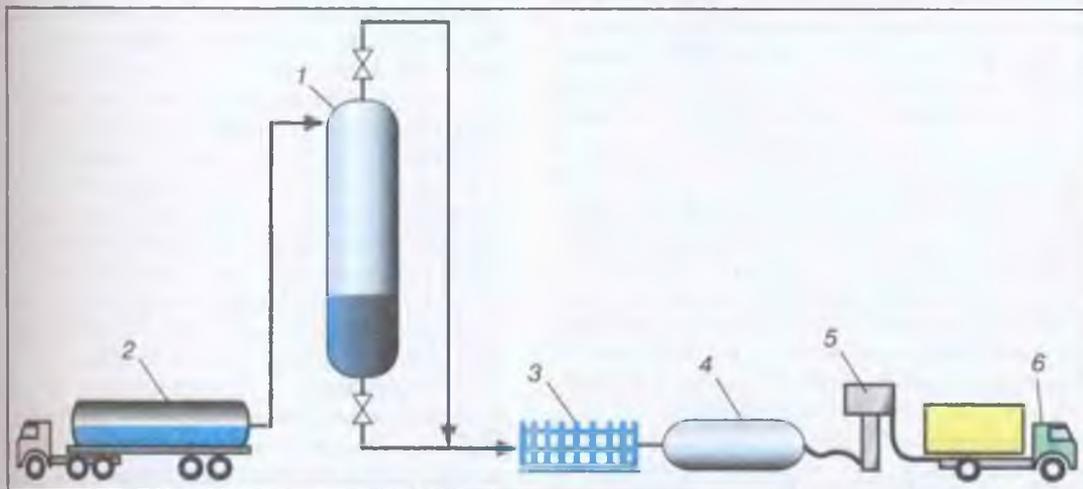


Рис. 2. Схема регазификации при высоком давлении для заправки КПП газобаллонных автомобилей: 1 – стационарное хранилище СПГ; 2 – транспортировщик СПГ; 3 – газификатор высокого давления; 4 – промежуточная емкость; 5 – заправочная колонка КПП; 6 – автомобиль, работающий на КПП.

вуаров хранения подается в регазификатор, откуда с требуемыми темп-рой и давлением – в потребительскую сеть. Холод, образующийся при Р., может быть использован в разл. коммерческих и технологич. целях (охлаждения, замораживания). Вместимость транспортируемой и стационарной емкостей, а также производительность регазификатора определяются требуемым расходом газа у потребителя.

Р. при высоком давлении 20–25 МПа применяется для заправки компримированным природным газом (КПП) газобаллонных автомобилей (рис. 2).

Ю. В. Дроздов.

РЕГУЛЯРНАЯ НАСАДКА, см. в ст. Колонное оборудование.

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ газа – устройства, служащие для автоматич. поддержания давления газа на заданном уровне. Управляют гидравлич. режимом работы системы газораспределения. Цель регулирования давления – снижение начального (более высокого) давления на конечное (более низкое). Это достигается автоматич. изменением степени открытия дросселирующего органа Р. д., вследствие чего автоматически изменяется гидравлич. сопротивление проходящему потоку газа.

Р. д. бывают прямого и непрямого действия, а также промежуточного типа. У регуляторов прямого действия регулируемый орган (клапан) перемещается усилием, возникающим в его чувствительном элементе (мембране) без использования энергии от постороннего источника. У таких регуляторов силовой элемент привода является одновременно и чувствительным элементом. Р. д. прямого действия не имеют усилителей. Они просты по конструкции, надежны в работе и нашли широкое применение в системах газоснабжения.

У регуляторов непрямого действия усилия, возникающие в чувствительном элементе, приводят в действие управляющий элемент, к-рый открывает доступ энергии постороннего источника (сжатого воздуха, газа и др.) в сервомотор, а последний развивает усилие, необходимое для перемещения регулирующего органа. Регуляторы этого типа всегда содержат один или неск. усилителей.

Регуляторы промежуточного типа имеют усилители, но для перестановки регулирующего органа используют энергию регулируемой среды.

В зависимости от поддерживаемого давления (расположения контролируе-

мой точки в газопроводе) Р. д. разделяют на регуляторы «до себя» и «после себя». В газораспределительных пунктах и газораспределительных установках применяют Р. д. только «после себя».

Автоматич. Р. д. состоит из исполнительного механизма и регулирующего органа. Осн. частью исполнительного механизма является чувствительный элемент, к-рый сравнивает сигналы задачика и текущего значения регулируемого давления. Исполнительный механизм преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие и в соответствующее перемещение подвижной части регулирующего органа за счет энергии газа, проходящего через регулятор.

Если усилие, развиваемое чувствительным элементом регулятора, достаточно большое, то он сам осуществляет функции управ-ния регулирующим органом (регуляторы прямого действия). Для достижения необходимой точности регулирования и увеличения перестановочного усилия между чувствительным элементом и регулирующим органом может устанавливаться усилитель – командный прибор (иногда наз. «пилотом»). Измеритель управляет усилителем, в к-ром за счет постороннего воздействия (энергии газа) создается усилие, передающееся на регулирующий орган. Т. к. в регулирующих органах Р. д. происходит *дросселирование* газа, то их иногда наз. дросселирующими.

В связи с тем что Р. д. предназначен для поддержания постоянного давления в заданной точке газовой сети, то всегда необходимо рассматривать систему автоматич. регулирования в целом – «регулятор и объект регулирования (газовая сеть)». Принцип работы Р. д. газа основан на регулировании по отклонению регулируемого давления.

Исходя из закона регулирования, положенного в основу работы, Р. д. бывают астатические, статические и изодромные. В системах газораспределения два первых типа регуляторов получили наибольшее распространение.

В астатических Р. д. на чувствительный элемент (мембрану) действует постоянная сила от груза. Активная (противодействующая) сила – это усилие, к-рое воспринимает мембрана от выходного давления. При увеличении отбора газа из сети будет уменьшаться давление, баланс сил нарушится, мембрана пойдет вниз и регулирующий орган откроется.

Такие регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего органа. Равновесие системы может наступить только при заданном значении регулируемого давления, причем регулирующий орган может занимать любое положение. Такие регуляторы следует применять, напр., в газовых сетях низкого давления достаточно большой емкости.

В статических Р. д. стабилизирующим устройством вместо груза является пружина, развиваемое усилие к-рой про-

порционально ее деформации. Когда мембрана находится в крайнем верх. положении (регулирующий орган закрыт), пружина приобретает наибольшую степень сжатия и давление в газовой сети – максимальное. При полностью открытом регулирующем органе давление уменьшается до минимального. Статич. характеристику Р. д. выбирают пологой, чтобы неравномерность регулятора была небольшой, при этом процесс регулирования становится затухающим.

Осн. элементами регулирующих (дросселирующих) органов являются затворы (односедельные, двухседельные, диафрагменные и др.). В городских системах газоснабжения применяют регуляторы с одно- и двухседельными затворами, к-рые могут выполняться с жестким (металл по металлу) и с эластичным (прокладкой из резины, кожи, фторопласта и т.п.) уплотнением. Такие затворы состоят из седла и клапана. Достоинством односедельных затворов является то, что они легко обеспечивают герметичность уплотнения. Однако клапаны односедельных затворов являются неразгруженными, т.к. на них действует разность входного и выходного давлений.

Двухседельные затворы при тех же условиях обладают значительно большей пропускной способностью вследствие большей суммарной площади проходного сечения седел. Эти клапаны являются разгруженными, однако при отсутствии расхода газа они не обеспечивают герметичности, что объясняется трудностью посадки затвора одновременно по двум плоскостям. Двухседельные регулирующие органы используют чаще в регуляторах с постоянным источником энергии.

В Р. д. газа, устанавливаемых в газораспределительных пунктах, в качестве чувствительного элемента и одновременно привода в осн. используют мембраны (плоские и гофрированные).

Выбор Р. д. производят с учетом след. факторов: тип объекта регулирования; максимальные и минимальные – требуемый расход газа, входное и выходное давления; точность регулирования (максимально допустимое отклонение регулируемого давления и время переходного процесса регулирования); необходимость полной герметичности при закрытии регулятора; акустич. требования к работе регуляторов с высокими входными давлениями и большими расходами газа.

Осн. требование при подборе Р. д. – обеспечение устойчивости его работы на всех возможных режимах, его проще всего добиться правильным выбором регулятора для того или иного объекта. Для тупикового газопровода (с отбором газа в конце газопровода) следует применять статич. Р. д. прямого действия, в случае больших расходов газа – непрямого действия. Для кольцевых и разветвленных газовых сетей, учитывая их способность к самовыравниванию, в принципе можно использовать любые типы регуляторов, но т.к. эти сети имеют обычно большие расчетные расходы, то лучше применять астатич. Р. д. непрямого действия (с пило-

том). Эти регуляторы позволяют более точно поддерживать давление после себя.

Неравномерность регулирования у статич. Р. д. прямого действия $\pm(0-20)\%$, статических непрямого действия (с пилотом) и астатических $\pm(5-10)\%$. При подключении к сетям высокого давления, в к-рых давление имеет значительные колебания, может оказаться, что одноступенчатое снижение давления не применимо. В этом случае следует либо выбирать двухступенчатый Р. д., либо применить двухступенчатое редуцирование, при к-ром первым регулятором давление снижается до промежуточного значения, а вторым – до необходимого с высокой точностью.

При выборе Р. д. необходимо учитывать явления, связанные с шумом работающего регулятора. Возникновение шумов вызвано газодинамич. колебательными процессами у дроссельных органов и стенок регуляторов. При совпадении частоты колебаний амплитуда колебаний клапана может резко возрасти, что приведет к износу и разрушению клапана, сильной вибрации регулятора. Наиболее эффективный метод снижения амплитуд колебаний – установка гасителя шума (перфорированного патрубка) сразу после редуцирования газа.

Пропускную способность Р. д. обычно определяют по аналогии с истечением газа через суживающееся сопло или сопло постоянного сечения, считая процесс адиабатическим. При постоянном входном давлении P_1 скорость истечения и объемный расход растут с уменьшением противодавления (выходного давления) P_2 только до достижения отношения P_2/P_1 определенного для данного газа значения, к-рое наз. критическим (P_2 и P_1 – абс. давления). Для природного газа критич. отношение принимают равным 0,5; т.е. в Р. д., к-рый поддерживает низкое давление 2 МПа, при входном избыточном давлении в 0,1 МПа и более наступает критич. режим истечения газа. При этом скорость газа, проходящего через седло, постоянна и равна скорости звука в данном газе, достигнутой при критич. отношении давлений.

Объемный расход газа при рабочих условиях остается неизменным при дальнейшем понижении давления P_2 и повышении давления P_1 . Однако при этом изменяется массовый расход газа, а также объемный расход, приведенный к *нормальным условиям*.

Выбор регулятора производят из условия, что его пропускная способность должна быть на 15–20% больше макс. часового расхода газа потребителем: Р. д. будет загружен при макс. газопотреблении не более чем на 80%, а при минимальном – не менее чем на 10%. Если это условие не будет выполняться, то при макс. отборе газа регулирующей орган будет полностью открыт и не сможет выполнять функции регулирования. Регулирование обеспечивается только тогда, когда регулирующей орган и исполнительный механизм находятся в подвиж-

ном состоянии. При снижении отбора газа ниже предельного могут возникнуть автоколебания (пульсации, вибрации) клапана.

В системах газораспределения наиболее распространены след. типы Р. д. (по виду нагрузки): прямого действия с пружинной и рычажно-пружинной нагрузками (беспилотные регуляторы); непрямого действия с командным прибором (пилотом).

У беспилотных Р. д. органом настройки регулируемого выходного давления является настроечная пружина, воздействующая на рабочую мембрану. Ограниченные размеры пружины и мембраны определяют след. особенности: узкий диапазон выходного регулируемого давления (величина определяется параметрами настроечной пружины); «наклонную» расходную характеристику (с увеличением расхода газа через регулятор от 0 до 100% выходное давление в определенном соотношении для каждого типа регулятора уменьшается); пропускная способность этих регуляторов невелика.

Процесс регулирования давления в Р. д. непрямого действия (с пилотом) определяется взаимодействием выходного давления на рабочую мембрану силы т.н. управляющего давления, подаваемого из пилота в подмембранное пространство, грузом подвижных частей, силами трения в соединениях.

По сравнению с пружинными Р. д. прямого действия пилотные Р. д. имеют след. преимущества: достаточно широкий интервал выходного регулируемого давления 0,01–0,06 МПа и 0,06–0,6 МПа; достаточно большую пропускную способность; возможность перенастройки регуляторов на рабочие параметры без прекращения подачи газа к потребителям.

В системах газораспределения Р. д. непрямого действия с посторонним источником энергии применяют только в газораспределительных пунктах и установках большой пропускной способности, где предъявляются высокие требования к процессу регулирования.

РЕГУЛЯТОРЫ ПОДАЧИ ДОЛОТА электрические – регулируют скорость подачи или поддерживают требуемую нагрузку на долото при механич. бурении (по выбору бурильщика). Во всех практически используемых Р. п. д. перемещение долота происходит под действием веса колонны, а измерение нагрузки на долото производится косвенным методом. Подразделяются на Р. п. д. пассивного и активного типа.

Р. п. д. пассивного типа могут регулировать скорость опускания инструмента и обеспечивать нулевую скорость, т.е. останавливать барабан лебедки, а соответственно и верх. конец колонны. Такие регуляторы воздействуют на механич. фрикционный тормоз или на *электромагнитный тормоз* (ферропорошковый) буровой лебедки, обладающий способностью создания необходимого тормозного момента при нулевой скорости. Применяется на буровых установках для бурения на глуб. от 2500 до 3200 м, оснащенных

ферропорошковыми тормозами. Бурильщик, оперативно управляя током возбуждения с пульта, обеспечивает поддержание усилия на крюке и нагрузки на долото на заданном уровне.

Р.п.д. активного типа осуществляют кратковременно подъем верх. конца колонны (т. н. приподъем колонны), а также реагируют с достаточно высоким быстродействием на отклонения фактич. величин параметров режима бурения от заданных значений. Это определенным образом улучшает процесс стабилизации требуемой нагрузки на долото.

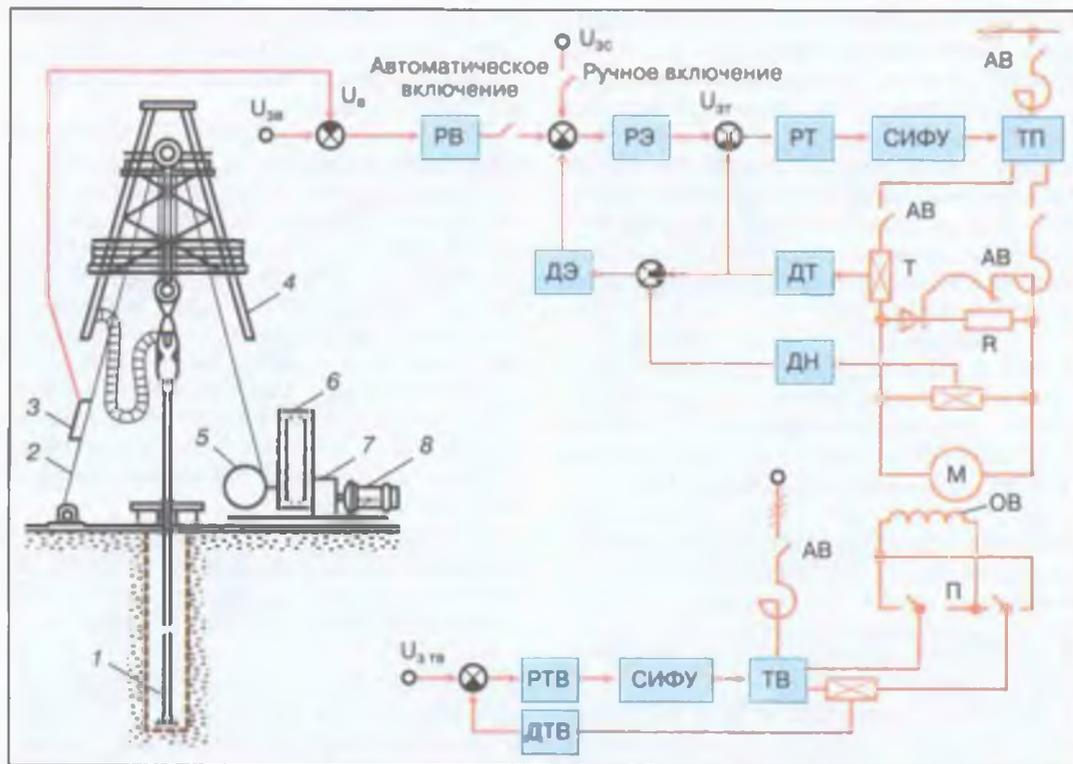
Наиболее распространены Р.п.д. активного типа с электродвигателем постоянного тока, питание которого может осуществляться от генератора или от тиристорного преобразователя. Р.п.д. могут обеспечивать спуск или подъем верх. конца колонны бурильных труб (КБТ), аварийный подъем при отказе главного привода спускоподъемных агрегатов (СПА), подъем вышки при монтажно-демонтажных работах. Способы подачи долота основаны на изменении скорости и положения верх. конца КБТ, в связи с чем изменяется нагрузка на долото и механическая скорость бурения. Прямое измерение нагрузки на долото является сложной технич. задачей, поскольку для этого необходим забойный датчик, способный работать в экстремальных условиях высокой темп-ры, давления и вибрации, канал связи для передачи сигнала на поверхность, ряд преобразовательных устройств и т. д. Поэтому нагрузка на долото определяется косвенным методом – путем вычисления нагрузки на долото по разности фактич. усилия на крюке и усилия, измеряемого при свободном опускании КБТ в скважину (без контакта с забоем).

Р.п.д. предназначен для автоматич. регулирования скорости подачи или нагрузки на долото при турбинном и роторном бурении, а также для аварийного подъема КБТ и нек-рых вспомогательных операций. Тиристорный электропривод выполнен по типовой схеме (рис.).

Осн. оборудованием Р.п.д. являются электродвигатель и комплектное устройство упр-ния (шкаф с тиристорным преобразователем и системой упр-ния). Для дистанционного упр-ния используется аппаратура, находящаяся на пульте бурильщика. Для контроля нагрузки на долото в системе предусмотрен датчик веса с электр. выходным сигналом.

Общее передаточное отношение от электродвигателя к валу барабана лебедки выбирается т. о., чтобы привод Р.п.д. мог обеспечить макс. скорость подачи (80–90 м/ч), а также аварийный подъем КБТ с такой же скоростью при макс. весе колонны.

Принцип действия автоматич. Р.п.д. активного типа состоит в следующем. Для внедрения долота в породу и обеспечения разбуривания породы необходимо, чтобы долото создавало осевую нагрузку на забой. При всех способах бурения нагрузка на долото создается за счет того, что часть веса КБТ (как правило, относи-



Функциональная схема автоматического регулятора подачи долота активного типа: 1 – бурильный инструмент; 2 – талевый канат; 3 – датчик веса; 4 – буровая вышка; 5 – барабан лебедки; 6 – передаточный механизм; 7 – редуктор; 8 – электродвигатель (М); $U_{н}$, $U_{зс}$, $U_{зт}$, $U_{зв}$, $U_{зтв}$ – сигналы соответственно задания веса, скорости, тока якоря, тока возбуждения; РВ – регулятор веса; РЭ – регулятор электродвижущей силы; ТТ – регулятор тока; СИФУ – система импульсно-фазового управления; ТП – тиристорный преобразователь; ДТ – датчик тока; ДН – датчик напряжения; РТВ – регулятор тока возбуждения; ТВ – тиристорный возбудитель; ДТВ – датчик тока возбуждения; ОВ – обмотка возбуждения электродвигателя; R – сопротивление динамического торможения; АВ – автоматический выключатель; Т – коммутирующий тиристор; П – переключатель реверса.

тельно небольшая) передается на долото, тогда как большая часть веса остается приложенной к крюку СПА. Т. о., для поддержания заданной постоянной нагрузки на долото следует обеспечить поддержание постоянного усилия на крюке.

При нек-ром установившемся режиме бурения для увеличения нагрузки на долото необходимо несколько переместить крюк вниз и наоборот для уменьшения нагрузки – вверх (после чего должен произойти переход к спуску). Возможность реализации последнего режима является принципиальным отличием Р.п.д. активного типа.

Электродвигатель постоянного тока Р.п.д. получает питание от тиристорного преобразователя. В режиме ручного упр-ния сигнал задания скорости регулируется потенциометром на пульте, электропривод действует как система регулирования (т. е. поддержания) заданной скорости. При изменении условий бурения бурильщик меняет при необходимости скорость.

В режиме автоматич. поддержания нагрузки на долото регулятор веса, подключаемый к схеме через контакт реле выбора автоматич. режима, сравнивает сигнал от датчика веса на крюке с сигналом задания веса от потенциометра. Электропривод действует как система регулирования веса на крюке (поддержания заданного веса). При этом скорость подачи изменяется т. о., что при любых изменениях условий бурения обеспечива-

ется поддержание постоянной нагрузки на долото.

В случае резкого увеличения твердости породы в первый момент неизбежно увеличится нагрузка на долото; активная система быстро отреагирует и обеспечит не только остановку, но и кратковременный «приподъем» инструмента. Нагрузка на долото быстро восстановится на заданном уровне. Благодаря этому повышается износостойкость долота, а также предупреждается аварийное разрушение долот.

Применение автоматич. Р.п.д. с тиристорным электроприводом целесообразно на буровых установках всех типов и классов, поскольку они при относительно небольшой мощности и стоимости повышают производительность механич. бурения.

Лит.: Моцохейн Б. И., Парфенов Б. М., Шпилевой В. А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999; Меньшов Б. Г., Ершов М. С., Яризов А. Д., Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности, М., 2000.

Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфенов.

РЕЖИМ БУРЕНИЯ – определенное сочетание параметров бурения, влияющих на показатели работы породоразрушающего инструмента (долота) и на эффективность процесса бурения, к-рые могут изменяться оператором (бурильщиком) с поста упр-ния.

К параметрам Р.б. относятся: осевая нагрузка P_d на долото (кН); часто-

та вращения долота n (c^{-1}); расход бурового раствора (промывочного агента) Q (dm^3/c) и его физико-химич. и технологич. свойства; гидравлич. мощность струй бурового раствора (промывочного агента), вытекающих из насадок долота при бурении гидромониторными долотами, к-рая, помимо плотности бурового раствора, зависит от скорости его истечения из гидромониторных насадок и их диаметра (кВт).

При бурении с помощью буровых установок, оборудованных для бурения при сбалансиров. давлении в системе «скважина – пласт», к параметрам Р.б. можно отнести дифференциальное давление Δp (МПа). Выделяют несколько Р.б.

Оптимальный Р.б. обеспечивает макс. технико-экономич. и требуемые качеств. показатели бурения, причем на выбор параметров не накладываются ограничения, связанные с технич. вооруженностью и обеспечением качеств. показателей бурения.

При ограниченном Р.б. получают макс. технико-экономич. и требуемые качеств. показатели бурения при наличии ограничений на параметры Р.б.: по осевой нагрузке на долото из-за отсутствия достаточного кол-ва утяжеленных буровых труб и (или) малой прочности буровой колонны; по расходу бурового раствора из-за недостаточной производительности буровых насосов и аэриров. бурового раствора или пенных систем из-за недостаточной производительности компрессорной установки; по осевой нагрузке на долото из-за необходимости предотвращения искривления ствола скважины; параметров бурового раствора и (или) его расхода из-за возможности возникновения поглощений, проявлений или обвалов стенок скважины; механической скорости проходки из-за недостаточной производительности оборудования для очистки бурового раствора от шлама и др. В реальных условиях практически всегда имеются определ. ограничения на величину параметров Р.б. Поэтому их всегда следует считать ограниченными.

Специальный Р.б. позволяет решать спец. технологич. задачи для достижения качеств. показателей (напр., искривление ствола скважины в заданном направлении или его устранение, устранение желобов и уступов в интервалах набора зенитного угла; отбор керна; обуривание находящегося в скважине аварийного оборудования; проработка ствола скважины и др.).

Необходимость обеспечения при бурении этих показателей накладывает ограничения на значения параметров Р.б.

Количеств. показатели бурения используются для оценки эффективности работы долота на забое скважины при выборе (проектировании) параметров Р.б., обеспечивающих необходимые технико-экономич. показатели при стр-ве скважины. К ним относятся показатели, рассмотренные ниже.

Проходка на долото h (м) – проходка до полного износа долота. Зависит

от эффективности разрушения долотом горн. породы, ее изменения в процессе работы долота на забое скважины и износостойкости долота.

Рейс долота h_d (м) – проходка, пробуренная долотом за время одного его спуска в скважину. Для шарошечных долот он, как правило, совпадает с проходкой на долото. Для алмазных долот, долот ИСМ и РДС он меньше h , т.к. они обычно используются для нескольких долблений, к-рые могут осуществляться на нескольких скважинах, и зависит от эффективности разрушения долотом горн. породы и ее изменения в течение долбления, а также от геологич. и технологич. ограничений на продолжительность долбления.

Стойкость долота t_b (ч) – продолжительность работы долота на забое до полного износа. Зависит от износостойкости вооружения и опор долота.

Средняя механическая скорость проходки (м/ч): $v_m = h_d/t_d$, где h_d – проходка за долбление (м), t_d – продолжительность механ. бурения за время долбления (ч). Зависит от эффективности разрушения долотом горн. породы и ее изменения в течение долбления.

Текущая механическая скорость проходки (м/ч): $v_m = dh/dt$, где dh (м) – приращение проходки за время dt (ч). Зависит от эффективности разрушения долотом горн. породы.

Проходка за один оборот долота (мм/об): $\delta = v_m/(3,6n)$. Зависит от эффективности разрушения долотом горн. породы.

Рейсовая скорость проходки (м/ч): $v_m = h_d(t_d + t_{сп})$, где $t_{сп}$ – продолжительность спускоподъемных и вспомогательных работ в течение рейса бурового инструмента. Зависит от эффективности разрушения долотом горн. породы, ее изменения в течение долбления, износостойкости долота и продолжительности спускоподъемных и вспомогательных работ.

Себестоимость 1 м проходки (руб/м): $C_{см} = C_d/h + C_ч(t_d + t_{сп})/h_d$, где C_d – стоимость долота, $C_ч$ – стоимость 1 ч работы буровой установки (руб/ч). Зависит от эффективности разрушения горн. породы, ее изменения в течение долбления, износостойкости долота, продолжительности спускоподъемных и вспомогательных работ, а также от стоимостей долота и эксплуатации буровой установки.

При углублении забоя скважины во время бурения происходит неск. взаимосвязанных процессов, к-рые определяют общую эффективность бурения: разрушение массива горн. породы на забое скважины вооружением долота; отделение шлама от поверхности забоя скважины, взаимодействие его с элементами конструкции долота и вынос его из призабойной зоны в зону над долотом, а затем по затрубному пространству на дневную поверхность; износ вооружения и опор шарошечных долот.

Все перечисленные процессы взаимосвязаны. Кроме того, на каждый из них оказывают влияние горно-геологич. и тех-

нич. условия строительства скважины и параметры Р.б. Поэтому рассматривать влияние конкретного параметра на показатели работы долот можно только для определенных условий бурения и при определенных значениях др. параметров Р.б. Ниже рассмотрены нек-рые закономерности влияния параметров Р.б. на показатели бурения.

Типичный график зависимости механич. скорости проходки от осевой нагрузки на долото представлен на рис. 1. На участке I частицы выбуренной породы (шлама), находящиеся в призабойной зоне скважины, не влияют на взаимодействие долота с горн. породой. Зависимость $v_m = P_d$ в пределах этого участка можно аппроксимировать степенной функцией с показателем степени, большим единицы. Для участка II характерно, что находящийся в призабойной зоне шлам влияет на процесс взаимодействия долота с горн. породой, в результате чего интенсивность роста v_m при увеличении P_d падает. При определенных условиях бурения за счет запрессовки частиц шлама в межзубцовые впадины наблюдается даже падение v_m при росте P_d (на рис. пунктирная линия).



Рис. 1. Влияние осевой нагрузки на механическую скорость проходки.

График зависимости механич. скорости проходки от скорости вращения долота представлен на рис. 2: на участке I частицы выбуренной породы (шлама), находящиеся в призабойной зоне, не

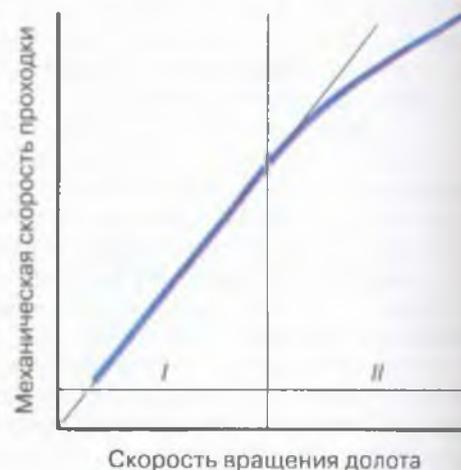


Рис. 2. Влияние скорости вращения долота на механическую скорость проходки.

влияют на взаимодействие долота с горн. породой, и механич. скорость проходки пропорциональна скорости (частоте) вращения долота; на участке II находящийся в призабойной зоне шлам влияет на процесс взаимодействия долота с горн. породой, поэтому механич. скорость проходки растет медленнее скорости (частоты) вращения долота.

С увеличением расхода промывочного агента Q улучшается очистка забоя скважины от шлама, влияние его на процесс взаимодействия долота с горн. породой уменьшается, поэтому механич. скорость проходки растет. После того, как увеличение перестает обеспечивать значимое улучшение очистки забоя скважины, рост v_m прекращается и его значение остается практически постоянным. На рис. 3. сплошной линией изображен типичный график зависимости $v_m = f(Q)$ при постоянстве всех остальных условий бурения. Следует отметить, что при бурении увеличение Q сопровождается существ. увеличением потерь давления в затрубном пространстве, в результате чего происходит рост дифференциального давления Δp , к-рое при определенных условиях приводит к уменьшению v_m (на рис. пунктирная линия).

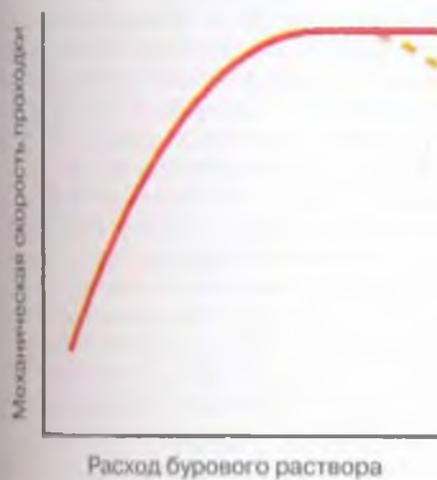


Рис. 3. Влияние расхода бурового раствора на механическую скорость проходки.

При турбинном бурении и бурении с помощью винтовых забойных двигателей скорость вращения долота зависит от Q и зависимость $v_m = f(Q)$ имеет более сложный характер.

На очистку забоя скважины, а следовательно, на механич. скорость проходки существ. влияние оказывают расположенные промывочных устройств долота и интенсивности истечения из них бурового раствора (промывочного агента).

Рост механич. скорости проходки достигается в том случае, когда скорость гидромониторных струй, вытекающих из насадок гидромониторного долота, превышает ниж. критич. значение, к-рое зависит от твердости пород и растет с ее увеличением, хотя однозначной количеств. связи между этими показателями не установлено. Считается, что ниж. критич. значение скорости гидромониторной струи составляет ок. 75 м/с.

При скоростях гидромониторных струй, превышающих критич. значение, наиболь-

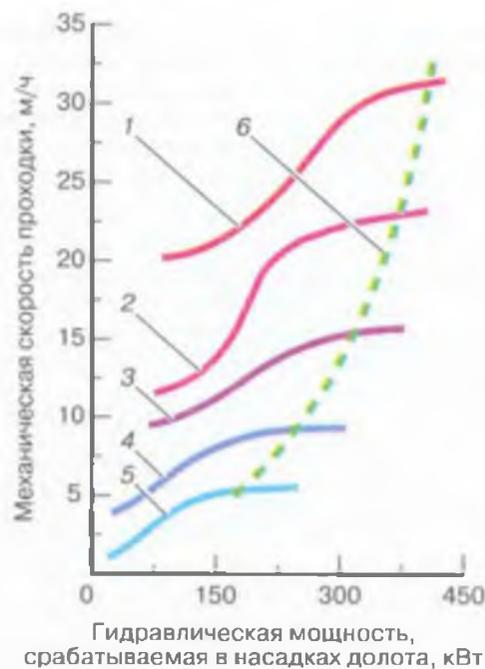


Рис. 4. Влияние гидравлической мощности, срабатываемой в насадках долота, на механическую скорость проходки для различных интервалов бурения: 1 – интервал 1067–1463 м; 2 – интервал 1463–1646 м; 3 – интервал 1646–1829 м; 4 – интервал 1829–2195 м; 5 – интервал 2195–2438 м; 6 – аппроксимация минимальных значений гидравлической мощности, обеспечивающих при данных условиях максимальную механическую скорость проходки.

ший гидромониторный эффект обеспечивается при увеличении гидравлич. мощности, реализуемой в насадках гидромониторного долота, до нек-рого значения, после достижения к-рого увеличения механич. скорости проходки не происходит. На рис. 4 сплошными линиями 1–5 изображены зависимости, полученные при роторном бурении на разных глубинах одной скважины, а пунктиром – аппроксимация миним. значений гидравлич. мощности, обеспечивающих при данных условиях макс. механич. скорость проходки.

Разность между давлением промывочного агента (бурового раствора) в скважине и поровым или *пластовым давлением* в горн. породе (т.н. дифференциальное давление Δp) оказывает значительное влияние на эффективность работы долот. С ростом Δp увеличивается сила, прижимающая выбуренные частицы к породе, что затрудняет удаление их с забоя и ухудшает очистку забоя от выбуренной породы. На рис. 5 приведен график зависимости $v_m = (\Delta p)$. Обычно самое интенсивное снижение механич. скорости проходки происходит при росте дифференциального давления до 1,4–5,6 МПа. Дальнейшее увеличение Δp сопровождается стабилизацией v_m . При возникновении отрицательных значений Δp происходит рост v_m .

Буровой раствор (промывочный агент) оказывает большое влияние на эффективность бурения. При бурении скважины с промывкой ньютоновскими жидкостями (вода, нефть) механич. скорость проходки уменьшается с ростом вязкости. Течение жидкости вблизи забоя является турбулентным, но в слое, непо-

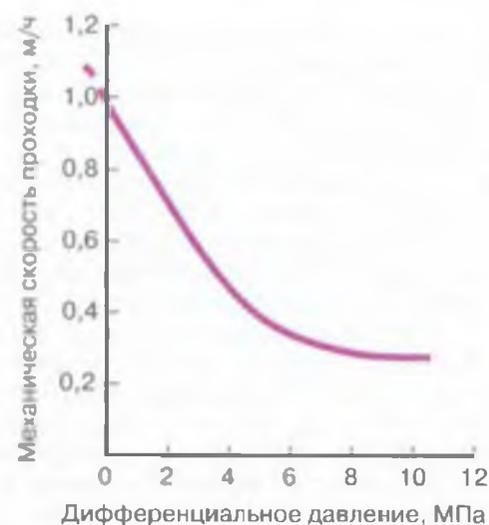


Рис. 5. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки.

средственно примыкающем к поверхности породы, жидкость движется в ламинарном режиме. Поэтому, чем выше вязкость жидкости, тем толще этот ламинарный слой и тем меньше скорость течения на одинаковом расстоянии от поверхности забоя.

При использовании для промывки буровых растворов, содержащих твердую фазу, механич. скорость проходки уменьшается с увеличением содержания в них твердых частиц (рис. 6). Причем темп снижения скорости проходки особенно значителен в области малых концентраций твердой фазы. Это обусловлено прежде всего образованием на поверхности забоя фильтрационной корки (или слоя) из частиц твердой фазы, к-рая обладает определенными прочностными свойствами и затрудняет удаление с забоя выбуренных обломков породы. Механич. скорость проходки снижается с уменьшением водоотдачи буровых растворов, что объясняется образованием при этом более прочной корки.

В буровых растворах практически всегда содержатся *поверхностно-активные вещества* (ПАВ), способные при *адсорбции* на поверхность горн. породы уменьшить ее прочность и облегчить разруше-

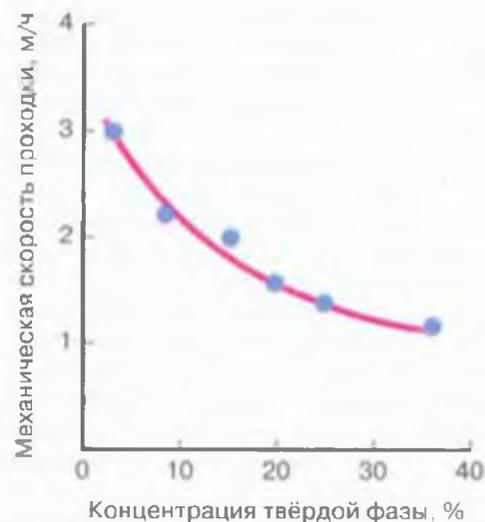


Рис. 6. Влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на механическую скорость проходки.

ние. В ряде случаев при бурении с промывкой водными растворами ПАВ механич. скорость проходки увеличивается до 2,5 раза. Уменьшение прочности обеспечивает использование минеральных (NaOH, Na₂CO₃, силикаты натрия и др.) и органических (сульфонол и др.) электролитов, неионогенных ПАВ (ОП-10 и др.), а также коллоидов и нек-рых высокомолекулярных соединений при незначительных концентрациях (от 0,05 до 0,5%).

Механич. скорость проходки растет при вводе в буровой раствор разл. добавок (нефти и др.), к-рые обеспечивают турбулизацию его потока в *призабойной зоне* при меньших скоростях его течения.

Использование буровых растворов на нефтяной основе вместо растворов на водной основе приводит к уменьшению механич. скорости проходки, т. к. из растворов на нефтяной основе дисперсионная среда почти не отфильтровывается. Поэтому выравнивание давления вокруг разрушенных обломков породы затруднено.

Шлам, находящийся в призабойной зоне, уменьшает эффективность взаимодействия долота с горн. породой. При перекачивании шарошек долота по забою скважины в пространстве между двумя контактирующими с забоем зубьями одного венца шарошки происходит резкое увеличение объемной концентрации шлама, вызванное разрушением горн. породы и приводящее к сжатию шлама, из-за к-рого нагрузка, передающаяся через зубья долота непосредственно на горн. породу, меньше полной осевой нагрузки на долото на величину сжимающих шлам усилий. Кроме того, происходит давление частиц сжимающегося шлама на поверхность горн. породы, что затрудняет ее разрушение и отделение от поверхности забоя ее разрушившихся частиц. У алмазных долот режущие элементы имеют малый вылет, поэтому при бурении этими долотами сжатие шлама происходит в пространстве между матрицей долота и поверхностью забоя скважины.

На износостойкость долот большое влияние имеют параметры Р. б. При бурении разрушается не только порода забоя, но и вооружение самого долота, а в шарошечных долотах также опоры шарошек. При бурении шарошечными долотами с твердосплавным вооружением его износ в ряде случаев оказывается незначительным и практически не сказывается на механич. скорости проходки. Наиболее интенсивно вооружение изнашивается в начале работы долота, пока площадь его контакта с породой мала, а контактное давление велико. По мере износа происходит увеличение площади контакта и уменьшение контактного давления и скорости износа. Поэтому механич. скорость проходки наиболее интенсивно снижается в начальный период работы долота на забое.

У шарошечных долот скорость износа возрастает примерно пропорционально осевой нагрузке до тех пор, пока контактное давление не превысит нек-рое значе-

ние, зависящее от предела текучести материала зубьев, а при высоких скоростях вращения — от предела выносливости. При дальнейшем повышении осевой нагрузки скорость износа существенно увеличивается. Если на 1-м этапе износ в осн. происходит в результате истирания, то при высоком контактном давлении наблюдается объемно-усталостное (а порой — объемное) разрушение металла.

На износ существ. влияние оказывают характер шероховатости поверхности контакта пары «зуб — порода» и соотношение твердости минер. зерен породы и материала зуба. При увеличении шероховатости породы значительно возрастает интенсивность износа, т. к. возрастают фактич. контактные давления в местах касания зуба с неровностями поверхности породы. Особенно сильный износ происходит в том случае, если твердость минер. зерен породы близка к твердости материала зубьев долота. Скорость износа зубьев растет примерно пропорционально скорости вращения долота или несколько быстрее, особенно при бурении в твердых породах.

Осн. причинами выхода из строя опор являются появление большого люфта в опорах шарошек (вследствие истирания тел качения и беговых дорожек) и усталостное разрушение их под воздействием больших переменных контактных напряжений. Экспериментальные исследования показали, что срок службы опор при неизменной скорости вращения долота уменьшается быстрее, чем растет осевая нагрузка.

Улучшение очистки забоя от выбуренных частиц и снижение их концентрации в промывочной жидкости в призабойной зоне, достигаемое при увеличении расхода жидкости и особенно гидравлич. мощности, реализуемой в насадках гидромониторного долота, положительно сказывается на долговечности опор. В подшипники шарошек поступает менее загрязненная жидкость, и срок их службы до износа заметно возрастает.

Существует тесная взаимосвязь параметров Р. б. При роторном бурении и бурении с помощью электробуров имеется возможность индивидуального изменения осн. параметров, при неизменных значениях остальных, за исключением дифференциального давления, к-рое взаимосвязано с расходом бурового раствора и его свойствами. При бурении с помощью винтовых забойных двигателей скорость вращения долота в осн. связана с расходом бурового раствора. При турбинном бурении изменение практически любого параметра Р. б. или условий бурения вызывает автоматически изменение др. параметров. Так, увеличение осевой нагрузки снижает скорость вращения долота; увеличение расхода бурового раствора приводит к росту скорости вращения долота; скорость вращения при постоянных значениях расхода бурового раствора и осевой нагрузки на долото возрастает при повышении твердости и хрупкости разбуриваемых пород и уменьшается с ростом их пластичности. Все

упомянутые взаимосвязи между параметрами Р. б. должны быть учтены при их выборе.

При выборе оптимальных параметров Р. б. используют экспериментальный метод — поиск оптимальных сочетаний параметров Р. б. в процессе планируемых экспериментов при бурении опорно-технологич. скважин; экспериментально-статистич. метод — сбор и обработка информации по отработке долот при бурении скважин в конкретном регионе; аналитико-статистич. метод использует математич. модели углубления, коэффициенты к-рых определяют на основе обработки статистич. данных по отработке долот. Выбор осуществляется на стадии разработки проектов стр-ва скважин и в процессе их бурения. Однако оптимизация параметров Р. б. на стадии проектирования недостаточно эффективна, т. к. требует оперативного уточнения значений параметров Р. б., принятых при проектировании.

Контроль параметров Р. б. осуществляется с помощью используемых при бурении скважин КИП, к-рые могут быть разделены на средства наземного контроля параметров бурения и средства контроля забойных параметров.

Осевая нагрузка на долото определяется косвенно как разница между весом приподнятого над забоем бурильного инструмента и его весом во время бурения. Вес бурильного инструмента измеряется с помощью гидравлич. и электрич. индикаторов веса по натяжению неподвижного конца талевого каната. Вес инструмента определяют при циркуляции жидкости перед началом долбления и при периодич. приподъемах долота над забоем скважины. Осевую нагрузку на долото обычно контролируют косвенно, в осн. при помощи гидравлич. индикатора веса, датчик к-рого укрепляют на неподвижном конце талевого каната. О величине нагрузки на долото судят по изменению веса на крюке, фиксируемого этим индикатором. Датчики осевой нагрузки теле-систем MWD фирм «Anadrill», «Geoservices» позволяют непосредственно измерять осевую нагрузку на долото в процессе бурения.

Скорость (частота) вращения долота при роторном бурении измеряют при помощи тахометров, а при бурении забойными двигателями — спец. турботахометрами, датчики к-рых устанавливают в верх. узлах забойных двигателей и соединяют с их валом.

Контроль давления бурового раствора в нагнетательной системе буровой установки позволяет судить о работе буровых насосов и всей циркуляционной системы, эффективности промывки скважин, дает информацию о возможных осложнениях. Осуществляется механич. и электрич. манометрами, устанавливаемыми на выводе буровых насосов.

Расход бурового раствора (промывочного агента) обычно оценивают по кол-ву рабочих ходов буровых насосов в единицу времени, а для буровых растворов на

водной основе – при помощи индукционных расходомеров. Расход на выходе из скважины определяют индикатором потока, измеряющим скорость напор бурового раствора с помощью датчика флажкового типа.

Контроль таких свойств бурового раствора (промывочного агента), как плотность, предельные статич. и динамич. напряжения сдвига, эффективная, пластич. и условная вязкости, показатель фильтрации, толщина глинистой корки, газосодержание, содержание твердой фазы, коллоидных частиц и т. п., имеет большое значение для процесса бурения. Они также относятся к параметрам Р. б.

Измерение плотности бурового раствора производят ареометрами и разл. автоматич. плотномерами реологич. показателей – разл. ротационными вискозиметрами. Для оперативного контроля реологич. свойств буровых растворов используется показатель условной вязкости T , равной времени истечения стандартного объема бурового раствора (500 см^3) из стандартной воронки.

В качестве характеристики водоотдачи (фильтрации) буровых растворов при нормальных условиях используется объем фильтрата, выделяющегося при избыточном давлении $0,1 \text{ МПа}$ за 30 мин с площади фильтрации diam. 75 мм. Измерение водоотдачи (фильтрации) буровых растворов при условиях, отличающихся от нормальных, осуществляется с помощью приборов, позволяющих проводить измерения при значительных темп-рах и перепадах давления. Для определения концентрации твердой фазы в буровых растворах используются отстойники.

Лит.: Федоров В. С., Научные основы режимов бурения, М.–Л., 1951; Федоров В. С., Проектирование режимов бурения, М., 1958; Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1961; Серeda Н. Г., Соловьев Е. М., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1974; Булатов А. И., Аветисов А. Г., Справочник инженера по бурению, т. 1–4, 1985–1996.

А. А. Бабичев.

РЕЖИМ ГАЗОВОЙ (ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ) ЗАЛЕЖИ – определяется характером и качеством (количественной характеристикой) доминирующего проявления разл. источников природной пластовой энергии в процессе разработки без внеш. (экзогенного) воздействия. В этом случае в качестве источников природной энергии выступают упругая энергия горных пород и энергия пластовых флюидов в самой залежи и окружающей ее водонапорной системе.

Различают *газовый режим* (без вторжения пластовых вод в газонасыщенный объем или их незначительное влияние) и *упруговодонапорный режим* (при поступлении пластовых вод в газонасыщенный объем). Осн. характеристикой проявления пластовой энергии этих режимов является *пластовое давление*, к-рое уменьшается при отборе газа из залежи. Темп падения пластового давления (средне-взвешенного по газонасыщенному объему залежи) определяется *уравнением материального баланса* и зависит от темпов и

характера поступления в залежь законтурной и подошвенной пластовых вод.

Лит.: Шелкачев В. Н., Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме, М., 1968; Коротаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Лапук Б. Б., Проектирование и разработка газовых месторождений, М., 1974.

Г. А. Зотов.

РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА – изменение объемов потребляемого газа за рассматриваемый промежуток времени (сутки, неделя, год и т. п.). Системы газоснабжения городов создаются по спец. разработанным проектам, в основе к-рых заложено годовое потребление газа каждым из потребителей, рассчитанное по установленным удельным нормам теплопотребления.

Потребление газа изменяется по часам суток, дням недели, месяцам года. В зависимости от периода, в течение к-рого потребление газа принимают постоянным, различают сезонную, суточную и часовую неравномерности. При составлении совмещенного суточного графика потребления газа всеми потребителями определяют макс. часовой расход, на к-рый рассчитывают системы газоснабжения городов и населенных пунктов.

Нормативными документами рекомендуется расчетный часовой расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды, к-рый определяют как долю годового расхода газа по формуле:

$$Q_{\text{расч}} = K_M \cdot Q_{\text{год}}$$

где $Q_{\text{расч}}$ – расчетный часовой расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; K_M – коэф. перехода от годового расхода к макс. часовому расходу газа (коэффициент часового максимума); $Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа, $\text{м}^3/\text{год}$.

Коэф. часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по отд. районам газоснабжения, сети к-рых представляют самостоятельные системы.

И. В. Тверской.

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, см. в ст. *Надежность систем газоснабжения*.

РЕЗЕРВУАРНЫЕ УСТАНОВКИ, см. в ст. *Газонаполнительная (газораздаточная) станция*.

РЕЗЕРВЫ ГАЗА, см. в ст. *Газопотребление*.

РЭЙНОЛЬДСА ЧИСЛО, см. в ст. *Закон Дарси*.

РЕКОНСТРУКЦИЯ (от лат. re – приставка, указывающая на повторное возобновляемое действие, и constructio – построение) газотранспортных систем – переустройство, направленное на обеспечение перспективных газопотоков, повышение надежности, пром. и экологич. безопасности, эффективности транспорта газа. Осуществляется путем стр-ва новых и расширения действующих объектов, заменой и модернизацией морально и физически устаревшего оборудования на совр. высокоэффективное, надежное и безопасное.

Моральное старение – несоответствие технич. уровня установленного в свое

время оборудования совр. требованиям (напр., по единичной мощности и кпд агрегатов, показателям эксплуатационной надежности и пр.). Под физич. старением понимается снижение показателей технич. состояния оборудования *компрессорных станций и линейной части газопроводов* в результате износа. Наиболее существ. последствия физич. старения – снижение мощности и кпд *газоперекачивающих агрегатов и рабочего давления* (разрешенного) на линейных участках.

Физич. старение ухудшает технологич. показатели транспорта газа, снижает производительность, надежность и пром. и экологич. безопасность газопроводов, увеличивает энергоемкость транспорта газа. В конечном счете ухудшаются осн. технико-экономич. показатели газопроводов – возрастает себестоимость транспорта газа, снижается рентабельность. Для преодоления этих отрицательных тенденций необходимо проводить Р. газопроводов.

Существуют и другие предпосылки к Р. Действующая газотранспортная сеть, сформировавшаяся в течение длительного периода времени, по своей структуре, величине и направлению газопотоков не во всех случаях отвечает требованиям совр. распределения газопотоков. Важным аспектом в этом плане является обеспечение эффективной работы действующих систем в условиях истощения имеющихся и подключения новых м-ний – источников газоснабжения. Иногда бывает необходимым реверсирование потоков, сооружение газопроводов-перемычек для улучшения маневренных свойств *Единой системы газоснабжения* (ЕСГ), расширение нек-рых участков газопроводов для увеличения газопотоков и т. п. Т. о., требуется Р. объектов с целью корректировки характеристик объектов и структуры газопроводов ЕСГ для необходимого распределения потоков, повышения эффективности, маневренности и надежности газотранспортной сети.

Поэтапное развитие отечеств. сети газопроводов на основе имевшихся ранее возможностей по номенклатуре труб и оборудования компрессорных станций привело к многониточной структуре газопроводов, состоящих иногда из ниток сравнительно малых diam. 500–1000 мм, и многоцеховой структуре компрессорных станций с многоагрегатными цехами, построенными на базе агрегатов относительно малой единичной мощности 4–10 МВт. Многоцеховая структура с большим кол-вом перекачивающих агрегатов в цехах нежелательна, поскольку усложняется технологич. схема компрессорных станций и растут эксплуатационные расходы. Поддержание технич. состояния многочисл. парка газоперекачивающих агрегатов сравнительно малой мощности вызывает дополнительные трудности в проведении ремонтно-профилактич. работ и увеличивает потребность в запасных частях. Поэтому Р. газопроводов, предусматривающая укрупнение единичной мощности газоперекачивающих агрегатов и компрессорных цехов при их замене, является

средством для снижения эксплуатационных расходов в транспорте газа и повышения его надежности.

Большинство указанных направлений Р. связано с наращиванием или поддержанием производительности газопроводов, снижением энергетич. и эксплуатационных затрат в транспорте газа, повышением показателей использования имеющихся производств. мощностей и улучшением технико-экономич. показателей транспорта газа. В связи с этим Р. *магистральных газопроводов* является мощным средством интенсификации транспорта газа. Наряду с этим обеспечивается повышение надежности, пром. и экологич. безопасности транспорта газа.

Р. газопроводов базируется на след. принципах: Р. приоритетна по отношению к их повому стр-ву, что объясняется в неск. раз меньшей капиталоемкостью Р. Это имеет особое значение в условиях дефицита финансирования.

Р. газопроводов выполняется на основе системного подхода, проявляющегося в двух аспектах. Первый аспект – Р. сети газопроводов ЕСГ как единой системы с разработкой мероприятий, исключающих недопдачу газа по отд. направлениям (из-за снижения технич. состояния оборудования или изменения газопотоков), и мероприятий по обеспечению надежности транспорта газа и маневренности *газотранспортной системы*. Вторым аспектом – рассмотрение каждого из объектов Р. во взаимодействии с другими объектами ЕСГ.

По мере выработки газовых м-ний и падения давления на *газовых промыслах* все большее значение приобретает эффективное совместное развитие и эксплуатация дожимного комплекса газодоб. предприятия и газотранспортной системы. В связи с этим Р. *дожимных компрессорных станций* является важным разделом программ реконструкции.

Р. газопроводов выполняется на основе комплексного подхода. Общеотраслевая программа Р. газопроводов одновременно преследует разл. цели: обеспечение перспективных газопотоков и *надежности*, пром. и экологич. безопасности и эффективности транспорта газа. Кроме того, Р. охватывает как осн. технологич. объекты (компрессорные станции, линейные участки), так и вспомогательные системы (энерготепловодоснабжение, автоматика и телемеханика, *электрохимическая защита*, связь).

Р. газопроводов выполняется на основе типовых технич. решений. Под этим подразумевается формирование определенного набора эффективных типовых проектов по Р. основных технологич. элементов газопроводов (компрессорных цехов и линейных участков), а также вспомогательных систем, предварительно апробированных на пилотных проектах. Типизация технич. решений по Р. линейных участков и компрессорных станций необходима также с т. зр. оптимального взаимодействия с отраслями – поставщиками оборудования. Номенклатура заказываемого оборудования формируется

исходя из единой отраслевой технич. политики.

Осн. виды работ, выполняемых при Р. газотранспортных объектов: замена или модернизация морально или физически устаревшего оборудования компрессорных станций и линейной части газопроводов, вспомогательных систем, расширение нек-рых объектов для увеличения их производительности. *Е. В. Леонтьев.*

РЕКТИФИКАЦИОННОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ – процесс разделения жидких смесей на чистые компоненты или фракции, различающиеся темп-рой кипения. Заключается в 2-стороннем массо- и теплообмене между неравновесными потоками пара и жидкости при высокой турбулизации поверхности контактирующих фаз.

При этом происходит выравнивание темп-р и давлений в фазах и перераспределение компонентов между ними. Неравновесный поток жидкости или жидкостное орошение при разделении паровых смесей образуется в результате частичной конденсации уходящего после контакта парового потока или при полной конденсации его путем возврата в процесс части сконденсиров. жидкости. Аналогичным образом неравновесный поток пара или паровое орошение при разделении жидких смесей образуется в результате частичного испарения уходящей после контакта жидкости или при полном испарении ее путем возврата в процесс части испаренной жидкости.

В связи с этим в процессе ректификации исходный поток жидкости (жидкостное орошение) содержит больше легколетучих компонентов, нежели неравновесный к нему поток пара. Потоки пара и жидкости находятся в состоянии, близком к насыщению, и перераспределение компонентов между паром и жидкостью происходит в результате более сложного 2-стороннего процесса теплопереноса. Разделение компонентов смеси происходит вследствие различия их теплофизич. свойств: летучести, коэф. диффузии, скрытой теплоты испарения, теплоемкости и т. д.

Наиболее существенное влияние на перераспределение компонентов между фазами оказывают различия в относительной летучести компонентов, т. е. термодинамич. условия разделения, определяющие движущие силы процесса массопереноса и характер взаимодействия друг с другом.

Движущие силы массопереноса рассматриваемого компонента определяются разностью рабочих и равновесных концентраций этого компонента в потоке, а характер взаимодействия компонентов – соотношением движущих сил всех компонентов.

Заданную степень разделения газовых (паровых) и жидких смесей в процессах ректификации получают при контакте неравновесных потоков пара и жидкости на нескольких ступенях, соединенных в противоточный разделительный каскад, выполненный обычно в виде вертикаль-

ной колонны с разл. контактными устройствами.

Простая ректификационная колонна предназначена для получения двух продуктов и состоит из двух секций. В сложных колоннах (число отбираемых продуктов больше 2) эти продукты выводятся в виде дополнительных боковых погонов. Сырье, нагретое обычно до темп-ры кипения, поступает в ср. часть колонны и в смеси с жидкостью, стекающей с ниж. тарелки концентрационной секции, поступает на верх. тарелку отгонной части колонны – тарелку питания. Затем эта жидкость перетекает с тарелки на тарелку (или по насадке), контактируя при этом с поднимающимся потоком паров. С ниж. тарелки колонны жидкость поступает в кипятильник, где за счет подвода тепла она частично испаряется, образуя паровой поток в колонне (паровое орошение). Балансовое кол-во жидкости отводят из кипятильника в качестве ниж. продукта колонны – остатка. Пар, поступающий из отгонной части в концентрационную, проходя через все тарелки колонны (или слой насадки), контактирует со стекающей по колонне жидкостью. С верх. тарелки колонны пар отводят в конденсатор, где он частично или полностью конденсируется. Сконденсиров. жидкость или часть ее возвращают в колонну в качестве жидкостного орошения, а балансовое кол-во пара или жидкости отводят из колонны в качестве верх. продукта – дистиллята.

При разделении широких фракций углеводородов распределение концентраций компонентов по высоте колонны обычно сложное: в верх. части содержится миним. кол-во тяжелых, а в нижней – легких компонентов.

Наиболее широкое распространение получили ректификационные методы обработки промежуточных продуктов производства – *сырого конденсата*, включающие стадии дегметанизации, деэтанации, произ-ва сжиженных газов и получения *стабильного конденсата*. Дегметанизация предназначена для удаления из жидкой фазы всего метана, предотвращая при этом потери этана. Обычно допускается массовое содержание этана в верх. продукте дегметанизатора до 5% от общего содержания этана в сырье колонны; содержание метана в ниж. продукте – не более 2% от массы этана, содержащегося в ниж. продукте. Аналогично деэтанация – удаление из жидкой фазы метана и этана. Допустимое содержание пропана в верх. продукте составляет не более 2% от массы этана, содержащегося в нем, содержание этана в ниж. продукте – не более 2% от массы пропана в нем.

Лит.: Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А., Физические методы переработки и использования газа, М., 1981; Скобло А. И., Трегубова И. А., Молоканов Ю. К., Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, М., 1982. *В. М. Маслов.*

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ (от лат. re – приставка, означающая возобновление, и позднелат. cultivo – обрабатываю, возде-

льшая) – восстановление нарушенной хозяйств. деятельностью человека территории с использованием технологий. Это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйств. ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Обычно Р. имет два этапа (рис. 1): техническая рекультивация – подготовка земель для последующего целевого использования в нар. хоз-ве (планировка, формирование откосов, снятие, транспортирование и нанесение почв и плодородных пород, при необходимости коренная мелиорация, стр-во дорог, спец. гидротехнич. сооружений); биологическая рекультивация – комплекс агротехнич. и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению плодородия нарушенных земель. В процессе Р. на технич. этапе специально создается верх. слой почвы с благоприятными для биологич. рекультивации условиями (т.н. рекультивационный слой). В результате рекуль-

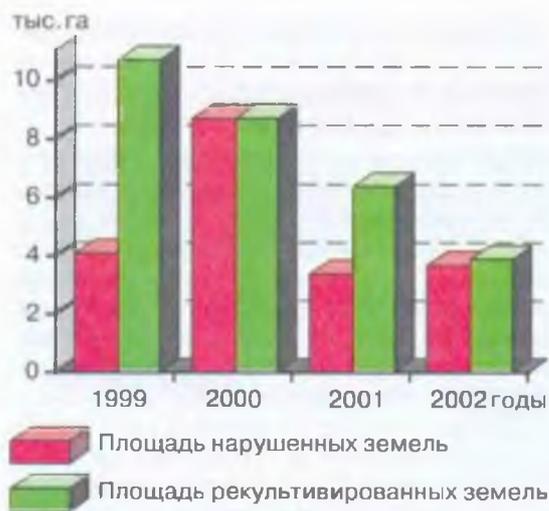


Рис. 2. Нарушенные и рекультивированные земли в ОАО «Газпром» на начало 2002.

тивации возникают рекультивированные земли – нарушенные земли, на к-рых восстановлена продуктивность, народно-хозяйств. ценность и улучшены условия окружающей среды. Динамика Р. з. в ОАО «Газпром» представлена на рис. 2. Следует отметить, что наметилась тенденция превышения объема рекультивиров. площадей по сравнению с объемом нарушенных земель. Эффективность мероприятий по Р. з. устанавливается на основании контроля за результатами биологич. рекультивации, по мере необходимости продлевая ее сроки.

Показатели контроля развития восстановленных почв разработаны применительно к рекультивированным отвалам. На 1-й стадии развития вновь восстановленных почв используют микробиологич. тесты (данные о численности микроорганизмов, физиологич. активности их доминирующих ассоциаций, активности разложения целлюлозы и белка, по накоплению аминокислот и витаминов на ткани).

По мере развития восстановительного процесса почв привлекают показатели, характеризующие химич. свойства почвы: качеств. состав гумуса, соотношение его фракций, общие запасы валового углерода, распределение гумуса по профилю почвы.

При почвенно-экологич. контроле в подготовительный период определяют источники загрязнения на конкретном объекте, собирают материалы по природным условиям территории, хозяйств. деятельности в районе расположения предприятия, топографич. карты на территории намечаемых пунктов контроля. На основании этих данных строится дальнейшая работа.

Дистанционные методы экологич. контроля (фотосъемка, моноспектральное и эмиссионное инфракрасное сканирование, радар) могут использоваться для инвентаризации использования земель (их идентификации, картографирования и измерения площадей земельных угодий).

На этапе маршрутного обследования уточняется расположение возможных источников загрязнения, границ хозяйств. использования территории, визуально отмечаются участки угнетения и поражения

растительности и определяются пункты пробоотбора.

Общий контроль состояния почвы в полевых условиях может быть осуществлен с помощью потенциометрич. метода. Кислотность и окислительно-восстановительный потенциал почвы обуславливают протекание разл. процессов, а также доступность растениям разл. питательных элементов и определяются в полевых условиях («in situ»). В полевых условиях выполняются морфологич. описание и измерение горизонтов техногенно-измененной почвы, а также определение уровня грунтовых вод.

При определении плотности почвы и фитомассы растений привлекают лабораторные весовые методы, к-рые предполагают высушивание почвенного или растительного материала в сушильном шкафу.

Определение уровня химич. загрязнения почвы производится на основании различий состояния растений в контроле (рост в отсутствие токсикантов) и в испытываемой почве.

Л. В. Шарихина.

РЕЛИКТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ – природные газовые гидраты, находящиеся вне совр. зоны термодинамической стабильности газовых гидратов. Сохраняются вмороженными в многолетнемерзлых породах. Могут рассматриваться как «реликт» эпох оледенений.

При изучении эффекта самоконсервации газового гидрата установлено, что с уменьшением миним. размера монокристаллических гидратных частиц менее 0,2 мкм проявление эффекта ослабевает. В случае газовых гидратов, образованных в дисперсных породах (песках, супесях), гидраты природных газов могут сохраняться при темп-рах ниже -2°C неопределенно длительное время даже в порах с диам. менее 0,2 мкм. Было высказано предположение о возможности длительной сохранности газовых гидратов в разрезе многолетнемерзлых пород на небольших глуб. (20–200 м) в метастабильном состоянии, названных реликтовыми.

Данное предположение подтверждено при исследованиях мерзлых ненарушенных кернов, извлеченных из интервалов криолитозоны на Ямбургском (1989) и Бованенковском (1995) газоконденсатных м-ниях Зап. Сибири. Гидраты биогенного газа (преим. метана) были обнаружены путем определения газосодержания образцов керна при их оттаивании в керосине. Газосодержание значительно превышало возможное содержание свободного газа (даже под естеств. давлением), что послужило прямым указанием на наличие рассеянных реликтовых и законсервировавшихся гидратов в поровом пространстве. С целью объяснения полученных фактич. данных во ВНИИгазе разработан ряд возможных механизмов образования газовых гидратов (с последующей их консервацией) в процессе промерзания пород применительно к геокриологич. условиям северных м-ний природного газа России.

Лит.: Истомин В. А., Якушев В. С., Газовые гидраты в природных условиях, М., 1992. В. А. Истомин, В. С. Якушев.

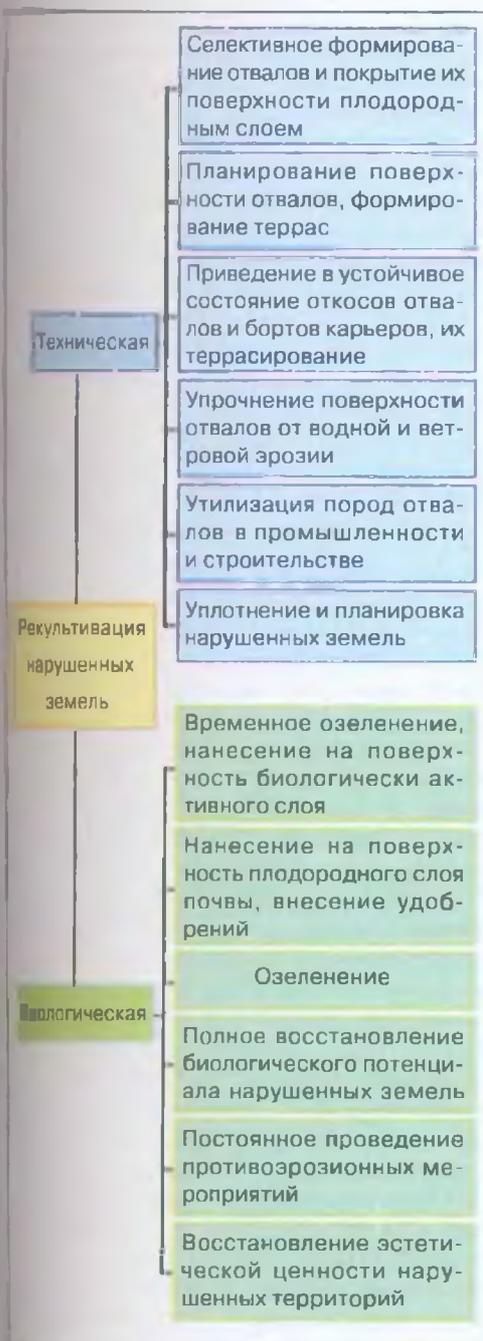


Рис. 1. Основные этапы рекультивации нарушенных земель.

РЕМИГРАЦИЯ (от лат. *re* – приставка, указывающая на повторное возобновляемое действие, и лат. *migratio* – переселение) углеводородов – перемещение углеводородов из одних ловушек в другие. Р. может происходить внутри региональных проницаемых нефтегазоносных комплексов (в результате латерально-ступенчатых перетоков газа и нефти) или вследствие межкомплексных перетоков (по зонам разломов или ухудшения экраняющих свойств региональных покровов). Является частным случаем вторичной миграции углеводородов, приводящим к переформированию углеводородных скоплений. Термин предложен И. В. Высоцким в 1986. Процессы и явления, сопровождающие Р.: формирование новых залежей нефти и газа за счет струйного перетока углеводородов из ранее образовавшихся скоплений преим. в результате изменения структурного плана зон и областей нефтегазонакопления или отд. м-ний, сопровождающегося изменением емкости ранее существовавших ловушек или полным их расформированием с одновремен. возникновением новых ловушек; переформирование залежей нефти и газа гл. обр. в периоды инверсии тектонич. движений, при этом часть скоплений углеводородов рассеивается; глобальное переформирование залежей нефти, вероятно, незначительно, т. к. для большинства нефтегазоносных басс. характерно унаследованное тектонич. развитие. Совр. размещение залежей нефти и газа отражает прежде всего начальную картину их образования, а изменения состава и свойств отд. фаз углеводородов в скоплениях вплоть до полного изменения их фазового состояния (перехода в газоконденсатные залежи) происходят в результате эволюции генерационных процессов, изменения гипсометрич. положения газонефтеемещающих ловушек и термобарич. условий.

Лит.: Тиссо Б., Вельте Д., Образование и распространение нефти (пер. с англ.), М., 1981; Хант Дж., Геохимия и геология нефти и газа (пер. с англ.), М., 1982; Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений, М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990. В. А. Скоробогатов.

РЕПРЕССИОННАЯ ВОРОНКА, воронка репрессии, – условная поверхность, характеризующая распределение давления вокруг эксплуатационной скважины при закачке в нее газа. По существу это перепад давления между зоной, в которой расположены эксплуатационные скважины, и давлением на периферии залежи (иногда средневзвешенным пластовым давлением). Характеризует неравномерность изменения давления в пласте.

РЕПРЕССИЯ (от лат. *repressio* – подавление) на пласт – разность приведенных к определенной изогибсе пластовых давлений, измеренных при закачке газа на границе контакта «газ – вода» (контура газоносности) и в призабойной зоне эксплуатационных скважин. Характеризует перепад между *забойным давлением* и

пластовым давлением в призабойной зоне в процессе закачки газа в скважину.

РЕСУРС ГАЗОПРОВОДА, см. в ст. *Надежность газопровода*.

РЕСУРСЫ газа (нефти, конденсата) – возможное кол-во полезного ископаемого в геологически слабо изученных участках земной коры и гидросферы. Р. оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, районов, площадей. При оценке Р. газа учитывается также газ из *нетрадиционных источников*.

Подразделение Р. ведется по степени их обоснованности. Перспективные Р. – категория C_3 – подсчитываются на подготовленных для глубокого бурения площадях в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами, а также в не вскрытых бурением пластах разведанных м-ний, если продуктивность их установлена на др. м-ниях района. Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологич. и геофизич. исследований, а остальные параметры для расчета принимаются по аналогии с разведанными м-ниями.

К прогнозным локализованным Р. – категория $D_{1л}$ – относятся Р. *ловушек*, выявленных по результатам поисковых геологич. и геофизич. исследований и находящихся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью.

В прогнозных Р. выделяются две категории. К категории D_1 относятся прогнозные Р. литолого-стратиграфич. комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной пром. нефтегазоносностью. Количественная их оценка проводится по результатам региональных геологич., геофизич. и геохимич. исследований и по аналогии с разведанными м-ниями в оцениваемом районе. К категории D_2 относятся прогнозные Р. литолого-стратиграфич. комплексов в пределах крупных региональных структур, пром. нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе общих геологич., геофизич. и геохимич. исследований. Количественная оценка проводится по предположительным параметрам на основе общих геологич. представлений и по аналогии с др. более изученными регионами, где имеются разведанные м-ния.

Сумма *запасов* и Р. всех категорий (по состоянию на определенную дату) и добычи, накопленной с начала разработки объектов, составляет *начальные суммарные ресурсы*. В. В. Аленин.

РЕТРОГРАДНЫЕ ЯВЛЕНИЯ (от лат. *retrogradus* – идущий назад) – переход природных углеводородных многокомпонентных систем из однофазного газообразного (однофазного жидкого) состояния в двухфазное парожидкостное состояние при изотермич. снижении давления (ретроградная конденсация) или изобарич. уменьшении темп-ры (ретроград-



Фазовая диаграмма многокомпонентной углеводородной системы: *K* – критическая точка многокомпонентной системы; *I* – область ретроградной конденсации; *II* – область ретроградного испарения.

ное испарение). В области ретроградной конденсации (ретроградного испарения) при изотермич. снижении давления от P_1 до $P_{мк}$ (изобарич. снижении темп-ры от T_1 до $T_{мк}$) происходит увеличение кол-ва образовавшейся жидкой фазы (газовой фазы) в системе до макс. значения (рис.). Дальнейшее снижение давления (темп-ры) приводит к уменьшению объема жидкой (газовой) равновесной фазы, а при давлении P_2 (темп-ре T_2) жидкая (газовая) фаза исчезает и многокомпонентная система снова переходит в однофазное (точка C_1) газообразное (жидкое – точка C_1) состояние. Многие природные многокомпонентные системы обладают одной ретроградной областью. Напр., у пластовых смесей газоконденсатных м-ний наблюдается в большинстве случаев только область ретроградной конденсации. Р. я. проявляются у разл. по составу углеводородных многокомпонентных систем при разных значениях давлений и темп-р. Следует отметить, что термобарич. условия, приводящие к Р. я. в пластовых смесях газоконденсатных и нефтяных м-ний, часто соответствуют давлениям и темп-рам, наблюдаемым в практике их разработки. Это вызывает выпадение жидких компонентов в газонасыщенных пластах, изменение состава добываемой продукции, а также *продуктивности* скважин.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

РИСК – мера возможной опасности. Сочетает в себе вероятность неблагоприятного события и «объем» этого события (последствия, потери, ущерб и т. д.). В общем случае Р. рассматривается как многопараметрич. величина, измеренная с помощью статистич. данных или рассчитанная с помощью имитационных моделей.

Оценка Р. должна проходить (в идеале) на всех этапах создания и эксплуатации объекта, начиная с предпроектной стадии. При этом обычно возрастает число определяющих параметров, вовлекаемых в его оценку, и исследование становится более детальным.

В процедуре определения Р. выделяют неск. осн. элементов. Идентифика-

ция отказов включает определение типа аварии и анализ опасных воздействий, изучение отказов и упр-ние ими. Определение их частоты основано на статистике аварий, моделях их развития или на логич. процедурах типа анализа «дерева ошибок». Количеств. оценка последствий производится на основе соответствующих макроскопич. физико-математич. моделей, обоснованность к-рых является важной частью достоверности полной оценки Р. Расчет Р. осуществляется до тех пор, пока его величина не снижается до практически осуществимого уровня, который и рассматривается как допустимый критерий.

Процедура определения риска объединяет метод детерминистич. оценки безопасности и вероятностный анализ, т.е. количеств. оценку Р. путем определения возможных типов аварий, их вероятностей и ущерба для людей, окружающей среды и имущества для каждого типа.

Один из вариантов схематического представления методологии оценки Р. приведен на рис. 1 и 2.

На основе исходных данных об объекте (напр., диаметр, длина, толщина стенок, давление в газопроводе и т. д.) и статистики аварий определяются возможные виды отказов и ранжируются их причины. Рассматривается как вид отказа, так и вероятность его возникновения. Для каждого типа отказа строится соответствующая математич. модель и рассчитываются возможные физич. последствия аварии (напр., интенсивность аварийного выброса, тепловые потоки, распределение загрязнителя в окружающей среде и т. д.). Ущерб для людей, окружающей среды и сооружений оценивается разл. методами, но во всех случаях учитывается уровень урбанизации вокруг аварийного объекта (схема населенных пунктов, транспортных систем, построек и сооружений; степень землепользования, плотность населения; кол-во людей, постоянно пребывающих в зоне аварии; время и частота случайного пребывания человека вблизи аварии и др. факторы). По степени значимости для человека различают индивидуальный и социальный Р.

Индивидуальный Р. (Р. для человека, постоянно находящегося на данном расстоянии от объекта, Р. смерти для индивидуума) – вероятность стать жертвой аварии в единицу времени (год):

$$R_i = \int_0^L f_{in} P dl,$$

где R_i – индивидуальный Р.; f_{in} – частота аварии как функция координаты l аварии на объекте (напр., координата места разрыва трубопровода); P – доля летального исхода (для людей вне и внутри зоны аварии) как функция начального положения человека и координаты l .

Социальный (общественный) Р. – вероятность несчастных (смертельных) случаев, вызванных данным видом аварии на данном объекте. Существенно зависит от плотности населения и жилой застройки в районе аварии и может быть представлен в разл. форме. Напр., при

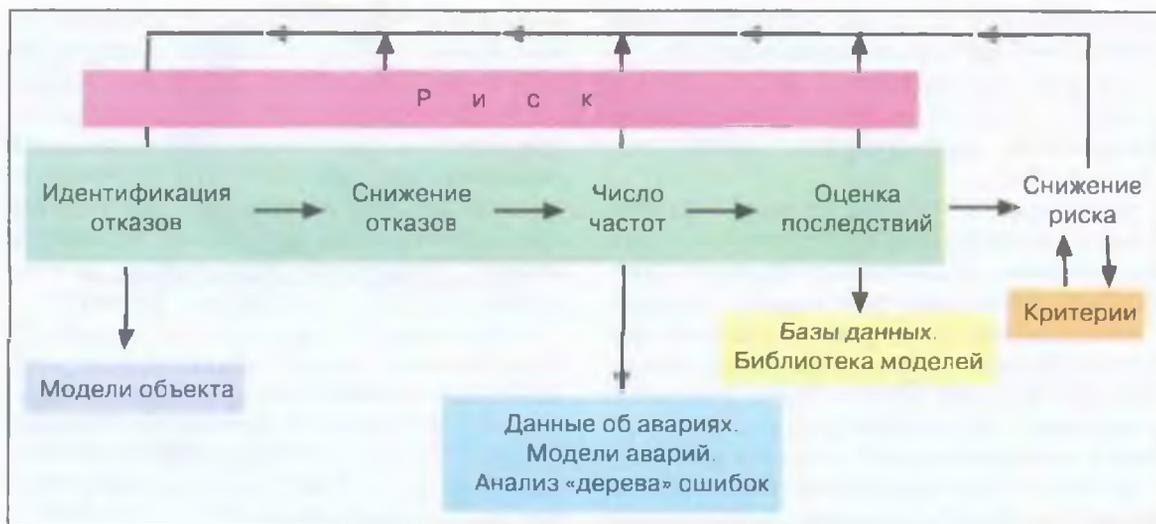


Рис. 1. Общая схема процедуры оценки риска.

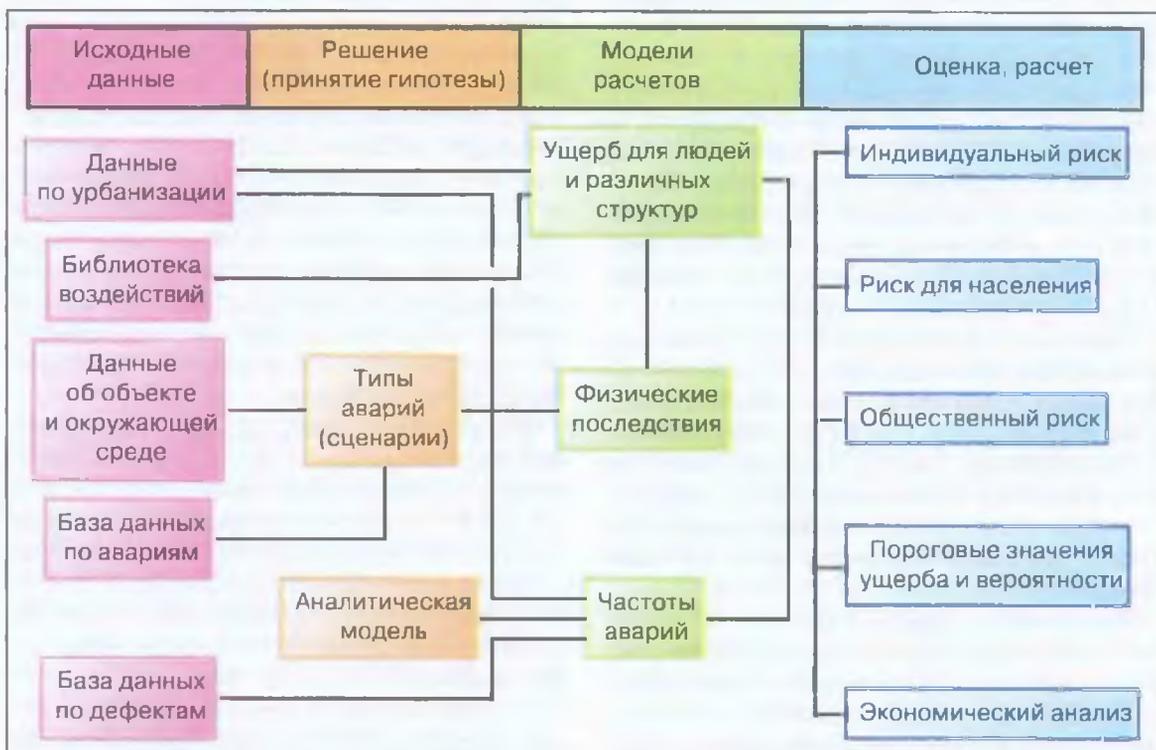


Рис. 2. Логическая схема процедуры оценки риска.

аварии на трубопроводе социальный Р. может быть представлен в виде: зависимости от места аварии на трассе трубопровода; частоты аварий в любом месте трубопровода; вследствие разрыва в данном сечении трубопровода и т. п.

Расчет показателей Р. и выбор соответствующей базы их сравнения, обоснование предельно допустимого уровня Р., а также анализ его структуры являются необходимой основой для упр-ния Р.

Управление Р. – это оптимальная система мер по защите людей, окружающей среды и социально-технологич. систем от аварий, бедствий и катастроф, включающая мониторинг отд. объектов, систем и целых территорий, постоянное уточнение устанавливаемых норм и правил. Упр-ние Р. должно основываться на методах системного анализа. В практич. деятельности используются упрощенные варианты этого метода – методы «эффективности затрат на снижение Р.», «затраты – выгоды», «оптимизация предельных затрат» и др.

Снижение Р. пром. аварий может идти по след. направлениям.

Снижение вероятности возникновения аварии определяется надежностью технологич. оборудования и возможностями поддержания его рабочего ресурса, совершенством систем контроля и защиты, эффективностью АСУ систем упр-ния и др. показателями.

Уменьшение масштабов и (или) ограничение направлений распространения физич. полей негативного воздействия от аварий в окружающем пространстве в значительной мере зависят от правильного понимания и достоверного прогноза физич. эффектов, связанных с возникновением и сценариями развития аварий, а также спецификой воздействия поражающих факторов аварий на окружающую среду.

Для уменьшения масштабов ущерба от аварий наиболее важным являются: правильное понимание специфики поражающих факторов в конкретной аварийной ситуации; соответствующая подготовленность персонала и населения к адекватным действиям в условиях чрезвычайных ситуаций, а также наличие у них индивидуальных средств защиты при работе

(проживании) в зонах потенциальной опасности; частичное изменение общего «эффекта поражения» (напр., за счет предусмотренных возможностей оказать экстренную медицинскую помощь пострадавшим).

Выведение субъектов из зоны потенциального негативного воздействия, т. е. их перемещение относительно опасного объекта на безопасное расстояние, должно рассматриваться на стадии проекта как задача оптимального пространственно-временного расположения «групп риска» и технологич. объектов из условий минимизации интегрального P системы в целом.

Расчет показателей P для объекта нефтегазового и химико-технологич. профиля включает несколько осн. этапов, рассмотренных ниже.

Детальный анализ технологич. специфики и характеристик осн. оборудования, а также систем защиты и упр-ния объекта. Идентификация потенциальных «источников» разл. рода опасностей и классификация нежелательных событий, способных привести к нерегламентиров. выбросам в атмосферу взрывопожароопасных и/или токсичных веществ, а также к скоротечным выделениям энергии (взрывам, огненным шарам и т. д.).

Прогноз вероятности возникновения нежелательных событий для каждого из принятых к рассмотрению «источников» с использованием статистич. баз данных (интерполяция опыта «прошлого» на «будущее») и с применением методик построения логич. схем возникновения аварий («деревьев отказов», или «теории графов»).

Разработка физико-математич. моделей для определения характерных особенностей, динамики и общей продолжительности аварийных выбросов опасных веществ или выделений энергии в окружающую среду из элементов типового технологич. оборудования для всего спектра нежелательных событий, причем дифференцированно по каждому из потенциально опасных объектов.

Обоснование критериев нанесения ущерба при разовых и/или систематич. воздействиях различных источников опасностей на потенциальных реципиентов (человека, технологич. оборудование, биотич. компонент окружающей среды и т. п.) для определения общих масштабов поражения и для их дифференциации по степени тяжести.

Расчет гидрогазодинамич. и теплообменных процессов, определяющих

возможные варианты распространения поражающих факторов аварий в окружающей среде (формирования зон негативно-го воздействия), для всего комплекса принятых к рассмотрению «сценариев развития» аварий с учетом возможных трансформаций в пространстве первичных поражающих факторов, а также с учетом конкретной топографич. и природно-климатич. специфики региона.

Обоснование вероятности попадания произвольной точки территории в зону действия поражающих факторов от каждого из источников опасности с учетом конечного множества вариаций в масштабах этих зон и в их ориентациях по географич. направлениям.

Определение для каждой «группы риска» функциональных связей между мерой негативного воздействия за время пребывания и степенью с привязкой (в едином масштабе) источников опасности на картографич. основе.

Расчет прямых и косв. последствий негативного воздействия факторов поражения на группы лиц с учетом их конкретного количеств. и пространственно-временного распределения вокруг источников опасности, а также с учетом адекватности действий персонала (населения) и эффективности предусмотренных систем раннего предупреждения и защиты при чрезвычайных ситуациях.

Построение распределений показателей индивидуального и коллективного P вокруг каждого из источников опасности по разл. географич. направлениям и в зависимости от удаленности от источников.

Выявление общей структуры P с учетом технологич., социально-экономической и региональной специфики объекта. Исследование влияния разл. факторов на пространственно-временное распределение показателей P вокруг каждого из источников опасности и по предприятию в целом.

Выбор базы сравнения P разной природы и обоснование предельно допустимого уровня P для разл. реципиентов.

Оптимизация организационно-технич. мероприятий по снижению P и выработка соответствующих управленч. решений исходя из принципа «затраты-выгоды».

Лит.: Хенли Э. Дж., Кумамото Х., Надежность технических систем и оценка риска (пер. с англ.), М., 1984; Сафонов В. С., Одишария Г. Э., Швыряев А. А., Теория и практика анализа риска в газовой промышленности, М., 1996; Гриценко А. И., Аكوпова Г. С., Максимов В. М., Экология. Нефть и газ, М., 1997; Кузьмин И. И., Ма-

хутов Н. А., Хетагуров С. В., Безопасность и риск. Эколого-экономические аспекты, СПб., 1997.

В. М. Максимов.

РИСК ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ – возможность неподтверждаемости перспектив нефтегазоносности объектов исследований в результате поисково-разведочного процесса. Определяется уровнем *неопределенности*, с к-рой оперируют при поступлении данных о состоянии сырьевой базы углеводородов и при принятии решения о ее расширении. При оценке *ресурсов* постоянно приходится работать в условиях риска, когда окончательный результат неизвестен, но вероятность получения тех или иных результатов известна. Четкой системы вероятностных показателей, оказывающих макс. влияние на перевод ресурсов в *запасы* и учета геологич. риска, нет. Проблема минимизации влияния геологич. риска на конечные результаты оценки экономич. привлекательности объекта исследований является наиважнейшей среди задач *геолого-экономического мониторинга* сырьевой базы.

Т. В. Гудымова.

РУСАНОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – расположено на шельфе Карского м., в 175 км к С.-С.-В. от пос. Харасавей. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1989.

М-ние приурочено к Русановскому валу Южно-Карской синеклизы и представляет собой брахиантиклинальную складку, размер к-рой по кровле нижнемеловых отложений 30 × 68 км, амплитуда 255 м. На м-нии газонасны отложения ниж. мела на глубинах 1929–2320 м (пласты А₁, А₂, А₃, А₄, А₅, А₆, А₇), представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Газонасыщенная толщина 5,4–59,4 м, пористость 20–21%, начальное пластовое давление 20,2–27,4 МПа, пластовая темп-ра 57–75 °С. Макс. дебит газа 529 тыс. м³/сут. Осн. запасы сосредоточены в пласте А₅ на глуб. 2140 м. Газонасыщенная толщина 59,4 м, пористость 20%, начальное пластовое давление 24,3 МПа. Газ содержит (в %): метан 93,4–96,4; углекислый газ 0,20–0,56; азот 0,075–0,34. Содержание конденсата 20 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ оценены в 240,4 млрд. м³, категории С₂ – 538,6 млрд. м³. М-ние находится в стадии разведки.

В. И. Старосельский

РУССКАЯ ПЛАТФОРМА, см. *Восточно-Европейская платформа*.

С

САЖА, см. *Технический углерод*.

САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС – способ разработки газоконденсатных м-ний с поддержанием *пластового давления* посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт. При этом используется газ, добываемый на данном м-нии (а в случае необходимости – из др. м-ний), после извлечения из него пропан-бутана и конденсата ($C_5H_{12+высш}$). Поддержание пластового давления препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации (см. *Ретроградные явления*) выделению в *продуктивном горизонте* из *пластового газа* высококипящих углеводородов, образующих газовый конденсат (к-рый в противном случае является практически потерянным). С.-п. применяется в случае, когда имеется возможность консервации запасов газа данного м-ния в течение определенного времени. В зависимости от соотношения объемов закачиваемого и добытого газов различают полный и частичный С.-п. При полном С.-п. в пласт закачивают весь добываемый на м-нии газ после извлечения из него части углеводородов. Вследствие этого объемы добычи газа, приведенные к пластовым условиям, превышают объемы его закачки в пласт (в аналогичных условиях), поддерживать начальное пластовое давление не удается и оно снижается на 3–7%. Поэтому если *давление начала конденсации* пластовой смеси примерно равно начальному пластовому давлению в залежи, то в продуктивном пласте происходит частичная конденсация высококипящих углеводородов. Пропорциональный коэффициент извлечения конденсата (КИК) из пласта при полном С.-п. достигает 70–80%. Для поддержания пластового давления на начальном уровне уменьшение объема закачиваемого газа компенсируют за счет привлечения газа из др. м-ний.

При частичном С.-п. в пласт закачивают часть добываемого газа. Соотношение объемов (приведенных к пластовым условиям) закачанного и отобранного газов составляет 60–85%. В этом случае снижение пластового давления может достигать 40% от начального, однако б. ч. высококипящих углеводородов остается в пластовом газе. Прогнозный КИК при частичном С.-п. 60–70%.

Полный и частичный С.-п. могут проводиться сразу после ввода м-ния в эксплуатацию, а также в случае разработки его в течение нек-рого времени в режиме истощения. Однако чем позже начинается реализация С.-п., тем ниже коэф. конденсатоотдачи пласта. Целесообразность

применения С.-п. определяется экономич. эффективностью, достигаемой за счет дополнительной добычи конденсата (по сравнению с разработкой м-ния в режиме истощения). Как правило, С.-п. осуществляется на м-ниях с начальным содержанием конденсата в пластовом газе св. 200 г/м³. Эффективность применения С.-п. определяется также степенью изменения *проницаемости* продуктивного горизонта по вертикали. Для м-ний с высокой степенью неоднородности пласта-коллектора С.-п. может оказаться малоэффективным даже при большом содержании конденсата в газе.

Полный С.-п. рекомендуется применять на м-ниях, пластовые смеси к-рых имеют крутые изотермы пластовых потерь конденсата. Они строятся по результатам исследования процесса дифференциальной конденсации – образование жидкой фазы в газоконденсатной (многокомпонентной) смеси при ступенчатом выпуске из бомбы PVT паровой фазы (ступенчатом изменении давления) и неизменной темп-ре. В этом случае даже небольшое (на 10–15%) снижение пластового давления приводит к значительным потерям конденсата в пласте (до 50% от начальных запасов). Частичный С.-п. осуществляется на м-ниях, пластовые смеси к-рых имеют пологие кривые изотерм пластовых потерь конденсата. Тогда при снижении пластового давления на 30–40% от начального из пластового газа выделяется до 20% конденсата (от его начальных запасов), а оставшийся в пластовом газе конденсат извлекается вместе с газом на поверхность. Выпавший ранее в продуктивном горизонте конденсат может быть частично извлечен из пласта за счет его испарения при прохождении над ним свежих порций газа, нагнетаемого в пласт. Выбор варианта С.-п., в т. ч. и соотношения объемов закачанного и отобранного газов, проводится в результате технико-экономич. расчетов, учитывающих также особенности м-ния, потребности данного региона в природном газе и конденсате. При осуществлении С.-п. для увеличения коэф. охвата пласта нагнетаемым газом эксплуатационных и нагнетательных скважин размещают, как правило, в виде кольцевых батарей, расположенных на максимально большом расстоянии друг от друга.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

Г. А. Зотов.

САМОКОНСЕРВАЦИЯ газовых гидратов – эффект медленного разложения (вплоть до полной остановки) гидра-

тов метана и др. газов при темп-рах ниже $-2\text{ }^\circ\text{C}$ при снижении давления газа-гидратообразователя ниже давления 3-фазного равновесия системы «газ-лед-гидрат». Обнаружен в 1986–89 специалистами ВНИИгаза и МГУ в России и Канаде.

Эффект С. объясняется тем, что на начальной стадии разложения гидрат покрывается поверхностной пленкой (шубой) льда, предотвращающего или резко замедляющего последующее его разложение. Разлагающийся гидрат как бы «самоконсервируется» (отсюда назв. эффекта). Т. о., обнаружена возможность длительного сохранения образцов *газового гидрата* в метастабильном термодинамич. состоянии.

Первоначально эффект С. исследовался на массивных образцах гидрата метана размером до нескольких см. С уменьшением миним. размера микрочастиц гидратных частиц менее 0,2 мм проявление эффекта ослабевало, фиксировалось медленное разложение газовых гидратов. В случае образования гидратов природного газа в дисперсных породах (песках, супесях) они могут сохраняться неопределенно длительное время при темп-рах ниже $-2\text{ }^\circ\text{C}$ даже в порах с диам. менее 0,2 мм. На основе эффекта активно развиваются технологии хранения и транспорта метана в гидратном состоянии при атм. давлении и темп-рах от -10 до $-15\text{ }^\circ\text{C}$, а также методы хранения и исследования образцов *природных газовых гидратов* и искусственно образованных в пористых средах. Имеются данные о существовании природных *реликтовых газовых гидратов*.

Может быть проведена аналогия эффекта С. с эффектами перегрева твердых тел, защищенных к. л. образом от поверхностного плавления (напр., перегрев льда, покрытого слоем газового гидрата, может рассматриваться как эффект, обратный С.). Могут также иметь место эффекты как принудительной консервации, так и С. гидратов при положительных по Цельсию темп-рах (подробнее см. в ст. *Кинетика гидратообразования*).

Лит.: Истомин В. А., Якушев В. С., Газовые гидраты в природных условиях, М., 1992; Истомин В. А., Перегрев газовых гидратов и льдов, в сб.: «Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России», М., 1998.

В. А. Истомин, В. С. Якушев.

САНАЦИЯ (от лат. sanatio – лечение, выздоровление) трубопроводов – восстановление (реконструкция) изношен-

ных участков подземных стальных трубопроводов (в т. ч. газопроводов).

Восстановление надежной работы изношенных подземных газопроводов, представляющих повышенную опасность в эксплуатации, замена их на новые связаны с большими капитальными затратами. Менее затратными технологиями восстановления работоспособности газопроводов являются протяжка *полиэтиленовых труб* внутри стального газопровода и С. внутр. поверхности газопроводов тканево-полиэтиленовым рукавом.

Перед протяжкой полиэтиленовых труб ремонтируемый газопровод отключают от газа, производят раскопку котлованов, обрезают стальной газопровод, развальцовывают его края и продувают. Полиэтиленовые трубы испытывают на прочность: трубу накачивают воздухом от компрессора давлением до 6 МПа без видимого падения давления. Прохождение через стальной трубопровод между котлованами осуществляется спец. тросом-иглой «кобра» с помощью лебедки.

При давлении газопровода до 0,3 МПа включительно вне и на территории городских и сельских поселений применяют протяжку полиэтиленовых труб с коэф. запаса прочности не менее 2,5 без сварных швов, соединенных с помощью деталей или сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации. Центровку полиэтиленового газопровода внутри стальных труб обеспечивают резиновые кольца, диаметр к-рых равен внеш. диаметру полиэтиленовых труб.

При давлении газопровода от 0,3 до 0,6 МПа включительно применяют протяжку полиэтиленовых труб без сварных соединений или соединенных с помощью деталей ЗИ или сваркой встык с использованием сварочной техники высокой степени автоматизации с коэф. запаса прочности для газопроводов на территории поселений не менее 2,8, а вне поселений – не менее 2,5. Пространство между полиэтиленовой трубой и стальным изношенным газопроводом (каркасом) по всей длине должно быть заполнено уплотняющим (герметизирующим) материалом (цементно-песчаным раствором, ценным материалом).

Все технологич. операции по сварке полиэтиленовых труб, установке запорно-регулирующей арматуры, присоединение к стальным трубопроводам выполняются с учетом требований для аналогичных операций при сооружении полиэтиленовых газопроводов. Все монтажные работы по протягиванию полиэтиленовых труб внутри стальных должны осуществляться при темп-ре наружного воздуха не ниже 5 °С, а сварочные работы – при темп-ре от –5 до 5 °С.

При давлении до 1,2 МПа вне и на территории городских и сельских поселений применяют облицовку (по технологии «Феникс») очищенной внутр. поверхности газопроводов синтетич. тканевым шлангом на спец. двухкомпонентном клее, при условии подтверждения в уста-

новленном порядке их пригодности для этих целей на указанное давление или в соответствии со стандартами (технич. условиями), область применения к-рых распространяется на данное давление.

Перед С. газопровод отключают от действующей газовой сети и очищают (песочной струей, с помощью поршней и т. п.). Для проведения работ используется спец. машина, на к-рой смонтированы реверсионная емкость, передвижная электростанция, компрессор, парогенератор с водоподготовительной установкой.

Заранее подготовленный по длине санируемого газопровода полиэтиленовый рукав заполняется клеем и подается в реверсионную емкость, где проходит между двух валиков, обеспечивающих равномерное распределение клея по длине рукава. Затем конец намотанного на реверсионный барабан рукава прикрепляется к спец. головке, с помощью к-рой покрытый изнутри клеем рукав выворачивается наружу и постепенно вводится внутрь санируемого газопровода. После этого в рукав подается из парогенератора паровоздушная смесь с темп-рой 105 °С для инициирования затвердевания клея. Прогрев продолжается от 3 до 4 ч. После отвердения клея саниров. участок газопровода продувается воздухом давлением 0,3 МПа для удаления конденсата.

Саниров. газопровод испытывают в течение 1 ч на прочность и плотность давлением 0,02 МПа, падение давления не должно превышать 0,1 МПа.

Ю. В. Дроздов.

САНИТАРНО-ЗАЩИТНАЯ ЗОНА – территория между границами пром. площадки и территории жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта.

С.-з. з. – обязательный элемент любого объекта, к-рый может быть источником химич., биологич. или физич. воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Территория С.-з. з. предназначена для обеспечения снижения уровня воздействия до требуемых гигиенич. нормативов по всем факторам воздействия за ее пределами; создания санитарно-защитного и эстетич. барьера между территорией предприятия и территорией жилой застройки; организации дополнительных озелененных площадей, обеспечивающих экранирование, ассимиляцию и фильтрацию загрязнителей атм. воздуха и повышение комфортности микроклимата.

Для *магистральных трубопроводов* и систем газоснабжения С.-з. з. определяется с учетом миним. расстояний от городов и др. населенных объектов, установленных с целью обеспечения их безопасности, строительными нормами и правилами. Ее величина согласовывается с органами и учреждениями гос. санитарно-эпидемиологич. службы в каждом конкретном случае.

Для предприятий добычи природного газа, как предприятий 1-го класса опасности, размер С.-з. з. устанавливается не менее 1000 м. В случае добычи газа, со-

державшего от 1,5 до 3% H₂S, она устанавливается на уровне 5000 м, при его содержании св. 20% – до 8000 м.

Предприятия переработки природного газа также относятся к предприятиям 1-го класса с миним. размером С.-з. з. 1000 м. При переработке углеводородного сырья с содержанием соединений серы более 1% С.-з. з. должна быть увеличена.

Для канализационных очистных сооружений размер С.-з. з. принимается в зависимости от типа сооружения и расчетной производительности (от 15 до 500 м).

Н. В. Попадько.

СВАРКА ГАЗОПРОВОДОВ – технологич. процесс получения неразъемных соединений труб и деталей газопровода нагреванием и (или) пластич. деформированием.

Способы С. г. классифицируют на термические и термомеханические. Термич. способы включают все виды сварки плавлением, выполняемой сплавлением кромок соединяемых труб или деталей без приложения давления (дуговая, газовая, плазменная, электронно-лучевая, лазерная и др.). К термомеханич. классу относятся методы С. г., к-рые образуют соединения между нагретыми до темп-ры плавления кромками за счет приложения давления по оси труб, перпендикулярной плоскости стыка (стыковая контактная сварка, сварка магнитоуправляемой дугой).

Различают методы С. г. по: типу носителей энергии (дуга – дуговая сварка, газовое пламя – газовая, плазма – плазменная, лазерный луч – лазерная и т. д.); условиям формирования соединения (свободное или принудительное формирование сварного шва); способу защиты зоны сварки (под флюсом, в защитных газах, с использованием самозащитной электродной проволоки, в вакууме и т. д.); степени механизации и автоматизации процесса [ручная, механизированная (полуавтоматич.), автоматическая]; технологич. признакам (напр., сварка в защитных газах плавящимся или неплавящимся электродом).

Наиболее распространен метод С. г. термич. способами – дуговая сварка, при к-рой источником нагрева соединяемых кромок труб (деталей) служит электрич. дуга между плавящимся электродом и кромками труб. Простейший способ дуговой С. г. – ручная дуговая (в процессе сварки вручную перемещают электрод по периметру стыка со скоростью 8–20 м/ч). Ручную дуговую сварку выполняют при разл. пространственном положении стыка – нижнем, вертикальном и потолочном. Ее используют, когда применение механизиров. методов невозможно.

При дуговой сварке в защитных газах источником нагрева кромок труб служит дуга, защищенная потоком газа, подаваемого в зону дуги через сопло. Сварка в защитном газе имеет разновидности: по типу защитного газа – сварка в инертных газах (аргон, гелий, их смесь), в актив-

ных газах (CO_2 , азот, водород), сварка в смеси инертного и активного газов ($\text{Ar} + \text{CO}_2$; $\text{Ar} + \text{CO}_2 + \text{O}_2$); по типу электрода – плавящимся и неплавящимся (вольфрамовым) электродом; по степени механизации – ручная, механизированная (полуавтоматич.) и автоматическая сварка.

Дуговую сварку в защитных газах применяют для С. г. любого диаметра в разл. пространственных положениях. Скорость ручной сварки 8–30 м/ч, механизированной и автоматической 20–60 м/ч.

Для С. г. применяют метод механизированной и автоматической сварки порошковой проволокой, при к-ром функции защиты выполняют порошкообразные компоненты, заполняющие металл. оболочку проволоки, в сочетании с методом дуговой сварки в защитных газах проволокой сплошного сечения для выполнения первого слоя шва. Наружное формирующее устройство и сварочная головка перемещаются по периметру стыка снизу вверх со скоростью 10–20 м/ч.

Газовая сварка – сварка плавлением, при к-рой для нагрева используют тепло пламени смеси газов, сжигаемых с помощью горелки. При сооружении городских газопроводов диам. до 114 мм с толщиной стенки 3–6 мм, монтаже и резке труб малого диаметра в газопроводах используют ручную газовую сварку, скорость к-рой не превышает 8–15 м/ч.

Плазменная сварка – вид дуговой сварки, при к-рой источник нагрева свариваемых кромок – плазменная струя. Скорость плазменной сварки, к-рую обычно выполняют механизиров. или автоматич. способом, в разл. пространственных положениях 10–60 м/ч.

При стыковой контактной сварке непрерывным оплавлением кромок свариваемых труб нагреваются теплом, выделяющимся в контактах этих кромок при прохождении электрич. тока, а сварное соединение образуется по поверхности стыкуемых торцов за счет приложенного к трубам осевого давления. Процесс стыковой контактной сварки труб происходит автоматически по заданной программе. Время сварки одного стыка труб диам. 1420 мм составляет 3–4 мин, цикл сварки одного стыка при стр-ве трубопроводов 10–15 мин.

При сварке магнитоуправляемой дугой (или дугоконтактной сварке) нагрев выполняется дугой, вращаемой магнитным полем по кромкам свариваемых труб с большой скоростью. Этот метод применяют для С. г. малого диам. до 114 мм (процесс автоматизирован).

Дуговая сварка под слоем флюса используется только в тех случаях, когда существует возможность вращения стыка. В осн. автоматич. сварку применяют при изготовлении 2- и 3-трубных секций диам. 219–1420 мм на подстанционных трубосварочных базах. Производительность до 6 стыков труб диам. 1420 мм в час.

При строительстве магистральных газопроводов ок. 50% всех стыков труб свариваются на спец. трубосварочных базах в 2- и 3-трубные секции автоматич. поворотной сваркой проволокой сплошного сечения под слоем флюса, к-рые затем доставляются на трассу и свариваются в непрерывную нитку газопровода.

Осн. способ сварки неповоротных стыков секций труб в нитку и кольцевых спец. сварных соединений труб с деталями трубопроводов – ручная дуговая сварка покрытыми электродами.

С целью повышения производительности сварки неповоротных кольцевых стыков труб и спец. сварных соединений и обеспечения необходимого качества сварных швов разработаны и применяются новейшие технологии автоматич. и механизиров. сварки проволокой сплошного сечения, порошковой проволокой в защитных газах и самозащитной порошковой проволокой.

Особенностями сварки при ремонте газопроводов являются необходимость ремонта сваркой дефектов труб и сварных соединений и выполнения спец. сварочных работ на газопроводах без остановки транспорта газа. При ремонте газопроводов, находящихся в эксплуатации, применяются технологии ремонта ручной дуговой сваркой (заваркой) дефектов труб и сварных соединений, в т. ч. с применением стальных сварных муфт, а также технологии «врезки под давлением» с применением сварных тройников.

В. И. Беспалов.

СВОБОДНАЯ ВОДА – подземная вода, содержащаяся в горн. породах и находящаяся под влиянием капиллярных и гравитационных сил. Капиллярная вода заполняет капиллярные поры, передает *гидростатическое давление* и перемещается под действием сил поверхностного натяжения. Капиллярная вода в зависимости от состава пород по-разному влияет на изменение физико-механич. свойств горн. пород. Как правило, она приводит к уменьшению прочности пород в горн. выработках. Гравитационная вода перемещается в горных породах под действием силы тяжести и градиента напора, возникающего как за счет разности гипсометрич. отметок (для верх. водоносных горизонтов), так и за счет разл. геостатич. давления (для глубоководных горизонтов). Ее содержание зависит от *пористости* и трещиноватости пород (макс. насыщенность горн. пород водой наз. полной влагоемкостью). Содержание гравитационной воды в породе определяется как разность между полной и капиллярной влагоемкостью. Гравитационная вода, легко отдаваемая горн. породами, добывается для водоснабжения. Интенсивный водоотбор сопровождается оседанием земной поверхности. В нек-рых р-нах действие С. в. приводит к развитию карста, суффозии, солифлюкции, образованию пльвунов и др. В областях ведения горн. работ это приводит к нарушению устойчивости бортов карьеров и откосов котлованов,

повышенной обводненности выработок, внезапным прорывам вод и пльвунов в горн. выработки.

СВОБОДНЫЙ ГАЗ – агрегатное состояние газовых компонентов, в к-рых частицы газа (молекулы, атомы) движутся свободно, равномерно заполняя в отсутствие внеш. сил весь предоставленный им объем в пористых и трещиноватых горн. породах, в атмосфере Земли. С. г. может находиться над нефтью в нефтяном пласте или в к. л. резервуаре над жидкостью (водой, нефтью и т. п.) в равновесии с тем же газом в растворенном состоянии. С. г. может выделяться из угольных пластов. С. г. может переходить в связанное (сорбированное) состояние и наоборот, он может выделяться в виде струй из естеств. выходов на поверхность Земли, выбрасываться под большим давлением из кратера вулкана во время извержения и т. п.

По условиям нахождения в природе различают С. г.: атмосферы и литосферы; по формам проявления – газогенный, газоаккумулятивный (газовое скопление), циркуляционный (воздушный), смешанный; по химич. составу – углеродородный, углекислотный, азотный, сероводородсодержащий, гелийсодержащий и т. д. Каждый из этих типов встречается в природе как в чистом виде, так и в разл. смесях.

Крупные скопления С. г. промышленного значения образуются в литосфере. По химич. составу С. г. литосферы – смесь углеводородов (от CH_4 до C_5H_{12}), азота (N_2), углекислого газа (CO_2), сероводорода (H_2S), водорода (H_2), гелия (He), оксида углерода (CO), аргона (Ar), паров ртути (Hg) и т. д.

С. г. углеводородного типа, в к-ром преобладает метан при сравнительно невысоком содержании (0,1%) тяжелых углеводородов, относится к *сухим газам*. При содержании гомологов метана от 1 до 5% С. г. наз. полусухим. С. г., характеризующийся повышенным содержанием гомологов метана (25% и более), относят к *жирным газам*. Чем выше давление и темп-ра, тем большее кол-во углеводородов содержится в С. г. При разработке залежей С. г. возможно выпадение жидких углеводородов (конденсата) в пласте.

СВЯЗАННАЯ ВОДА – часть подземных вод, физически или химически удерживаемая твердым веществом горн. породы. С. в., в отличие от *свободной воды* (гравитационной), неподвижна или слабо подвижна. Она подразделяется на воду в твердом веществе породы, к-рая входит в его структуру (кристаллизационная, конституционная, цеолитная), и воду в порах (прочносвязанная и рыхлосвязанная), содержащуюся вместе со свободной водой в порах породы, обволакивает твердые частицы породы. Удерживаются эти два вида С. в. за счет электростатич. сил, возникающих между твердой поверхностью частиц и молекулами воды. Соотношение свободной и С. в. в порах породы зависит от размера зерен, слагаю-

щих породы (дисперсности породы). В крупнозернистых породах объем С. в. по сравнению со свободной водой очень мал; с уменьшением размера частиц доля С. в. в общем объеме поровой воды возрастает. Особенно значительные количества С. в. содержатся в тонкодисперсных, глинистых породах, характеризующихся очень мелкими порами и большой поверхностью частиц. Кол-во С. в. в глинах зависит от их минералогии, состава обменных катионов, темп-ры. Больше всего ее в монтмориллонитовых глинах. С ростом темп-ры объем С. в. уменьшается прежде всего за счет разрушения рыхлосвязанной воды и перехода ее в свободную воду. С. в. глинистых пород влияет на их прочностные и фильтрационные свойства, она может отжиматься из глин и поэтому играет большую роль в формировании химич. состава *подземных вод* и их эксплуатационных запасов в слоистых водоносных системах.

СЕБЕСТОЙМОСТЬ БУРЕНИЯ – уд. показатель, характеризующий себестоимость *строительства скважины* в расчете на 1 м ее глубины.

Различают С. б.: 1 м проходки по законченным скважинам (себестоимость стр-ва скважины делится на ее глубину); в ср. по объему работ за определенный период (месяц, квартал, год) – эксплуатационные расходы бурового предприятия за определенный период делятся на число м, пробуренных за тот же период.

Кроме С. б. различают стоимость 1 м проходки (C_m) – уд. показатель, характеризующий обычно его сметную стоимость:

$$C_m = \frac{C_q(t_m + t_{сп}) + C_d}{h} \text{ (руб/м)},$$

где C_q – стоимость 1 ч работы буровой установки; C_d – стоимость долота; h – число метров, пробуренных за период $t_m + t_{сп}$ (соответственно время механич. бурения и спуско-подъемных операций).

Это один из осн. показателей, применяемых при планировании и анализе деятельности буровых предприятий.

«СЕВЕРГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейшее на Европ. Севере России предприятие. Адм. центр – г. Ухта (Респ. Коми). Создано в 1993 на базе предприятия «Севергазпром».

В 1967 для разработки *Вуктыльского месторождения* было образовано газопромисловое упр-ние, впоследствии преобразованное сначала в «Севергазцентр», затем «Ухтатрансгаз», а в 1986 в производств. объединение «Севергазпром».

Производств. деятельность «С.» осуществляется на территории Респ. Коми, Архангельской, Вологодской, Ярославской и Тверской областей Рос. Федерации.

На нач. 2003 в структуру «С.» входят 25 филиалов, в т. ч.: Вуктыльское газопромисловое упр-ние; 12 линейных производств. упр-ний; производственно-тех-

нич. упр-ние «Севергазсвязь»; упр-ние капитального стр-ва, аварийно-восстановительных работ, ремонтно-строительное, по ремонту технологич. оборудования, технологич. транспорта и спецтехники и др.

Добычу газа и конденсата осуществляет Вуктыльское газопромисловое упр-ние, созданное в 1968. В разработке находятся Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское и Печорокожвинское м-ния. Разработка происходит в сложных горно-геологич. и климатич. условиях, в условиях *аномально низкого пластового давления*. Газ характеризуется высоким содержанием конденсата, что осложняет его осушку и сепарацию.

Эксплуатационный фонд газопромислового упр-ния составляет ок. 200 скважин. Объем добычи природного газа в 2001 составил 3,2 млрд. м³, газового конденсата – ок. 382 тыс. т. Осн. объем добычи приходится на Вуктыльское м-ние. На промысле идет внедрение уникальной технологии доизвлечения газового конденсата из истощающегося м-ния путем закачки «сухого» тюменского транзитного газа в пласт и создания на базе м-ния хранилища – регулятора газа. Газ Вуктыльское и Западно-Соплесское м-ний подается в магистральный газопровод «Сияние Севера» и на *Сосногорский газоперерабатывающий завод*. Газ других м-ний поступает на Печорскую ГРЭС и на местные нужды г. Печора и др. Впервые в мире на промысле осуществлен магистральный транспорт нестабильного газового конденсата, построен метанолопровод.

С вводом в эксплуатацию в кон. 1960-х гг. 1-й очереди газопровода Вуктыль – Ухта – Торжок вуктыльский газ поступил на металлургич. предприятия г. Череповец. В 1975 по этому же коридору были проложены новые ветки газопровода из Тюменской обл., что положило начало эксплуатации многониточного магистрального газопровода «Сияние Севера».

Газотранспортную систему «С.» обслуживают 12 линейных производств. упр-ний, обеспечивающих магистральный транспорт и бесперебойную поставку более 80 млрд. м³ природного газа, из к-рых 11 млрд. реализуется потребителям в зоне деятельности «С.», остальная часть подается в г. Торжок, Московское кольцо, Санкт-Петербургское направление и далее в страны Балтии, Вост. Европы, Финляндию и Германию.

Протяженность трубопроводов в одниточном исполнении составляет св. 9370 км, в т. ч. *магистральные газопроводы* ок. 7360, газопроводы-отводы св. 1236 км, *конденсатопроводы* св. 581 км и св. 83 км распределительных сетей. «С.» эксплуатирует 80 *газораспределительных станций*. На 12 *линейных компрессорных станциях* и одной *дожимной компрессорной станции* установлено 304 *газоперекачивающих* агрегата общей установленной мощностью 2570,8 МВт.

Переработку газа осуществляет Сосногорский ГПЗ – первый в быв. СССР газоперерабатывающий з-д. Завод зани-

мает лидирующее положение в России по произ-ву газовых марок *технического углерода*. Кроме того, завод производит более 134 тыс. т сжиженного газа, более 254 тыс. т *стабильного конденсата*, ок. 23 тыс. т технич. углерода. Продукция завода экспортируется в США, Италию, Польшу, Болгарию, Венгрию, Финляндию, страны Балтии и СНГ.

Помимо осн. произ-ва (добыча, транспорт и переработка газа), «С.» активно участвует в реализуемой «Газпромом» программе по использованию газа в качестве моторного топлива. В эксплуатации находятся 4 *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции* (АГНКС) в гг. Ухта, Сыктывкар, Череповец и Рыбинск. В перспективе возможно стр-во АГНКС в г. Вологда и в областном пос. Сазоново, а также вблизи каждого линейно-производств. упр-ния магистральных газопроводов.

В «С.» серьезное внимание уделяется внедрению совр. компьютерной техники. Компьютеризацию и информационное обеспечение осуществляет информационно-вычислительный центр. «Севергазсвязь» обеспечивает совр. системами связи (телефонной, радиосвязью, диспетчерской, каналами систем телемеханики, системами передачи данных в реальном масштабе времени и др.) все подразделения «С.». Ведутся работы по расширению корпоративной сети передачи данных, являющейся составной частью единой сети «Газпрома». Осуществляется стр-во цифровой радиорелейной связи Ухта – Москва. Данный проект позволит полностью обеспечить потребности «С.» в каналах связи, а также потребности «Надымгазпрома», «Тюментрансгаза», «Уренгойгазпрома», «Ямбурггаздобычи».

Пром. и гражданское стр-во – также одно из вспомогательных произ-в «С.». Упр-ние капитального стр-ва выполняет функции заказчика-застройщика при стр-ве и вводе в эксплуатацию производств. мощностей объектов газотранспортной системы, жилья и соц. сферы, ремонтно-восстановительное упр-ние выполняет функции осн. генерального подрядчика на объектах капитального стр-ва и ремонта в зоне деятельности «С.».

Упр-ние технологич. транспорта и спецтехники обеспечивает транспорт, перевозку грузов, вахтовых бригад и др. для филиалов «С.» и его подрядных организаций.

Среди приоритетных направлений деятельности «С.» (помимо геологоразведочных работ, добычи, транспорта и переработки газа) на 1-м месте стоит реконструкция действующей газотранспортной системы, после к-рой ее общая производительность составит 94 млрд. м³ газа в год. Важным направлением является также реконструкция газовой переработки Сосногорского ГПЗ. Реализация этого проекта позволит довести до 95–97% степень извлечения компонентов сжиженного газа.

Дальнейшее развитие газотранспортной системы «С.» связано со стр-вом Се-

Евро-Европейского газопровода от Грязовичского газотранспортного узла по территории Вологодской и Ленинградской областей, по дну Балтийского м. в Сев. Европу (Германию, Данию, Швецию с огд. участком в Великобритании), а также со стр-вом трансконтинентального газопровода «Ямал — Европа» с газовых м-ний п-ова Ямал, через территорию сев. районов Респ. Коми в границах деятельности «С».

Р. В. Мельник.

СЕВЕРО-АЛДАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*.

СЕВЕРО-ДОНЕЦКИЙ ГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН — занимает сев. часть Ростовской и юж. часть Волгоградской областей. На Ю. ограничен складчатым Донбасом, на З. прослеживается в Луганской обл. (Украина), где соединяется с Днепровско-Донецкой вид., на В. смыкается с Прикаспийской вид. Общая площадь респ. части составляет 20 тыс. км².

Тектонически район приурочен к юго-вост. склону Воронежской антеклизы *Восточно-Европейской платформы*, в зоне его сочленения с Донецким складчатым сооружением (Преддонецкая ступень).

От Донбасса район отделен системой крупных надвигов (Главный, Алмазный, Марьевский и др.), образующих на Ю. ступени самостоятельный структурный элемент — междювиговую зону. По дорифейскому фундаменту на склоне антеклизы выделяется субмеридиональное Миллеровское поперечное поднятие.

Платформенный чехол представлен отложениями карбона, ниж. триаса и верх. мела. Сеп. часть разреза занимают каменноугольные преим. карбонатные породы. Мощность чехла на Ю. региона более 4 км. Газоносные горизонты выявлены в песчаниках башкирского и московского ярусов ср. карбона.

Первое Краснопоповское м-ние газа в регионе было открыто в быв. СССР в 1961 в Луганской обл. На терр. России, в Ростовской обл., в 1972 открыто Скопьевское газовое м-ние в междювиговой зоне. К 2002 выявлено 14 м-ний, из них 12 газовых, нефтегазовое и нефтяное. Начальные запасы газа составляют 24,3 млрд. м³. Накопленная добыча 5 млрд. м³. Запасы нефти — 1,61 млн. т.

Самое крупное и наиболее характерное по структуре и продуктивности Марковское м-ние содержит до 17,55 млрд. м³ газа. В отложениях ср. карбона в интервале глубин от 600 до 1900 м выявлено св. 20 песчаных продуктивных пластов мощностью от 2 до 20 м. Суммарная эффективная мощность этих горизонтов ок. 180 м. Разрабатываемые м-ния подключены к Северо-Кавказской газотрансп. портовой системе.

В. П. Ступаков.

СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ — расположена в пределах Краснодарского, Ставропольского краев, республик Адыгея, Кабардино-Балкария, Сев. Осетия-Алания, Чеченской респ., Ингушетия, Дагестан, юж. районов Ростовской и Астраханской областей и Калмыкии, на С.-З. распростра-

няется в акваторию Азовского м. и на Крымский п-ов, а на Ю.-В. — в Каспийское м. Общая площадь в пределах России 200 тыс. км².

Впервые пром. нефть из скважин была получена в 1864 на м-нии Кудахо в Краснодарском кр. В 1893 открыто Старо-Грозненское нефтяное м-ние. В 1915 на Малгобек-Вознесенско-Алхазовском м-нии выявлена залежь *свободного газа*. Всего открыто 162 м-ния с общими начальными запасами газа 1 трлн. м³ и 202 м-ния нефти. Наиболее крупные газовые м-ния: *Северо-Ставропольско-Пелагиадинское месторождение*, Ленинградское, Березанское, Каневское, Некрасовское, Староминское, Мирненское, Анастасиевско-Троицкое, Димитровское.

На Сев. Кавказе действует система газопроводов и нефтепроводов. Имеется сеть жел. и шоссейных дорог. Газодоб. центры созданы в Краснодарском, Ставропольском краях, в Дагестане. Функционируют 3 *подземных хранилища газа*.

Провинция приурочена к мезо-кайнозойской *Скифской плите* и примыкающим к ней с Ю. краевым прогибам Б. Кавказа.

На б. ч. территории фундамент представлен дислоцированными породами палеозоя, в предгорьях Кавказа — ниж. палеозоя и рифея, на С.-З. — дорифейскими гранито-гнейсами, на С. — сложно дислоцированными породами верх. палеозоя. Фундамент выходит на поверхность в Донецком складчатом сооружении и погружается в сторону Б. Кавказа на глубину до 10 км и более.

Верхнепермско-триасовый переходный комплекс представлен терригенными (красноцветными и сероцветными), карбонатными и эффузивными породами.

Платформенный чехол сложен терригенными, карбонатными, а в предгорьях Кавказа эвапоритовыми мезозойско-кайнозойскими (триас — неоген) породами. В структуре чехла выделяют крупные тектонич. элементы: Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы, Восточно-Кубанская и Чернолесская впадины, Центрально-Ставропольское поднятие, Адыгейский и Дагестанский выступы, Ейско-Березанский вал, Тимашевская ступень, Ростовская, Прикумская и Южно-Дагестанская зоны поднятий, Ногайская ступень.

Прослежено 6 *нефтегазоносных комплексов* (НГК): триасовый, юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый. В карбонатных отложениях ниж. триаса нефтяные залежи открыты в Вост. Предкавказье на глубинах св. 3600 м и в песчаниках ср. и верх. отделов триаса в Зап. Предкавказье.

Юрский НГК слагают след. формации: терригенная (ниж. и ср. юра) мощностью до 500 м; карбонатная (верх. келловей — ниж. кимеридж) до 1500 м; эвапоритовая (кимеридж — титон) св. 2000 м. Последняя является флюидоупором (покрышкой) и контролирует распределение залежей нефти и сероводородсодержащего газа в нижележащих отложениях. Всего в юрских отложениях открыто более 100

мелких нефтяных и газоконденсатных залежей.

Нижнемеловой НГК представлен песчаниками и алевролитами, перекрытыми глинами апт — альба. В Зап. Предкавказье в комплексе открыты крупные газоконденсатные м-ния (Ленинградское, Кушевское, Мирненское и др.). В Вост. Предкавказье в НГК возрастает роль карбонатных пород.

Верхнемеловой (карбонатный) НГК мощностью до 300 м перекрыт майкопскими глинами. Комплекс преим. нефтеносный в Вост. Предкавказье, где открыто св. 50 залежей нефти, и газоносный в центр. и зап. частях провинции.

Палеогеновый НГК мощностью 1600–4000 м преим. глинистый с прослоями песчаников и алевролитов. На Ставропольском своде в хадумском песчаном горизонте комплекса выявлено самое крупное на Сев. Кавказе Северо-Ставропольское м-ние (газовое). Пористость песчаников 13–43%, проницаемость 20–1600 мД.

Неогеновый НГК — песчано-глинистый (мощностью до 2000–3000 м) включает редкие прослои известняков и доломитов. Прослежено до 16 продуктивных песчаных горизонтов, пористость к-рых 13–18%, проницаемость 20–30 мД.

В провинции выделяются Индоло-Кубанская НГО, Западно-Предкавказская НГО, Центрально-Ставропольская НГО, Крайя Карпинского НГО, Восточно-Предкавказская НГО, Терско-Каспийская НГО и Азовский нефтегазоносный район.

Провинция относится к наиболее изученным нефтегазоносным терр. России (плотность бурения составляет 130 м/км²).

Всего с начала разработки добыто 680 млрд. м³ газа. На нач. 2003 запасы выработаны на 68%. Суммарная добыча нефти составила 850 млн. т. Крупные м-ния практически выработаны. На Северо-Ставропольском и Кушевском м-ниях созданы подземные хранилища газа. Более 20% текущих разведанных запасов провинции (70 млрд. м³) содержится в *газовой шапке* Анастасиевско-Троицкого нефтегазового м-ния и до полного извлечения нефти практически не разрабатывается.

Природные газы мезозойских комплексов конденсатные. Текущие разведанные запасы конденсатсодержащего газа 190 млрд. м³ при ср. содержании конденсата 50 г/м³.

В провинции открыто 23 м-ния *сероводородсодержащего газа* с общими запасами 50 млрд. м³. Ср. содержание сероводорода 1,82% об. Сероводород присутствует в газах большинства м-ний Дагестана, в т. ч. Шамхал-Булакском.

Годовая добыча природного газа в провинции ок. 3 млрд. м³, нефти — 2,9 млн. т.

Прирост запасов газа в объемах, достаточных для поддержания добычи, прогнозируются гл. обр. в погруженных зонах нефтегазоносных комплексов.

В. П. Ступаков.

СЕВЕРО-ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*.

СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКО – ПЕЛАГИАДИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газовое – расположено в Ставропольском кр., в 36 км к С.-З. от г. Ставрополь. Входит в *Северо-Кавказскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1950. Разрабатывается с 1952. С 1956 – базовое м-ние газопровода Ставрополь – Москва.

М-ние расположено в центр. части Ставропольского свода и контролируется крупной брахиантиклинальной складкой, осложненной Северо-Ставропольским и Пелагиадинским куполами, размеры к-рых 33 × 19 и 20 × 12 км и амплитуда 300 и 200 м соответственно.

На м-нии выявлены 4 газовые залежи: в терригенных отложениях караганского, чокракского (ср. миоцен неогена) и хадумского (олигоцен палеогена) горизонтов и зеленой свиты (эоцен палеогена). Осн. запасы газа связаны с хадумским горизонтом, представленным в верх. части алевролитами, в нижней – переслаивающимися алевролитами, песчаниками и глинами. Хадумский горизонт залегает на глуб. 700–850 м. Эффективная толщина коллекторов 22,3 м, пористость 21,6%, проницаемость снижается снизу вверх от 1,5 до 0,1–0,01 мкм². Начальное пластовое давление 6,5 МПа, пластовая темп-ра 65 °С. Залезь пластовая сводовая. Начальный ГВК проводился по абс. отметке от –466 до –522 м. Дебит газа 300–500 тыс. м³/сут. Газ содержит (в %): метан 96,5; гомологи метана 1,8; углекислый газ 0,2; азот 1,5.

Начальные запасы газа м-ния оценивались в 228 млрд. м³. Накопленная добыча на нач. 2002 составила 211,5 млрд. м³ газа. С 1979 м-ние работает в режиме *подземного хранилища газа*.

В. И. Старосельский.

СЕВЕРО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*.

СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 70 км к З. от пос. Тазовский. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1970 (газ), в 1985 (нефть). Разрабатывается с 1987 (газовая залежь).

М-ние приурочено к Оликуминскому валу, расположенному к С. от Нижнепуровского мегавала, в Хадуттейской впадине. По кровле сеноманских отложений верх. мела имеет размеры 51 × 30 км, амплитуда 94 м. М-ние разбито тектонич. нарушениями сбросово-сдвигового типа сев.-вост. простирания, амплитуда к-рых 10–20 м. Нефтегазоносны отложения верхнего и ниж. мела на глуб. 1130–3249 м.

Осн. запасы газа приурочены к сеноманским отложениям на глуб. 1130–1255 м. Терригенные отложения (пласт ПК₁) имеет газонасыщенную толщину 22,2 м, пористость 29%, газонасыщенность 0,7. Залезь массивная водолавающая, ее размер 21 × 44 км, высота 92 м. ГВК проводится на абс. отметке от –1200 до –1202,9 м. Дебиты газа

342,8–1101,9 тыс. м³/сут. Газ содержит (в %): метан 98,57; гомологи метана 0,13; азот 1,3.

Запасы газа категорий А+В+С₁ составили 355,4 млрд. м³, категории С₂ – 17,4 млрд. м³.

Неокомские залежи ниж. мела приурочены к Восточному (размер 9 × 26 км, амплитуда 50 м) и Западному (14 × 28 км, амплитуда 25 м) куполам. На глубинах 2090–3249 м выявлено 27 газоконденсатных (в пластах АУ_{4,5,8,9,11} и пластах БУ_{0,1,5,6,7,8,9}) и 4 нефтегазоконденсатные залежи (в пластах БУ₁₀, БУ₁₁¹, БУ₁₁², БУ₁₁³). Продуктивные отложения представлены песчаниками, алевролитами и глинами. Эффективные мощности пластов 1,36–8,45 м, пористость 21%, начальное пластовое давление 21,3–35,0 МПа. Состав газа (в %): 88–90 метан; гомологи метана (С₂–С₄) 7,9–9,3; азот 0,25–0,76; углекислый газ 0,07–0,6. Содержание конденсата 56–165 г/м³, его плотность 0,727–0,780 г/см³. Нижнемеловые залежи разрабатываются.

На нач. 2002 запасы газа в целом по м-нию по категориям А+В+С₁ составили 678,7 млрд. м³, по категории С₂ – 118,9 млрд. м³, накопленная добыча – 243,2 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

«СЕВКАВНИПГАЗ» («Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов») – открытое акционерное об-во (ОАО), дочернее предприятие с 51%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Ведущий ин-т по проблемам бурения и капитального ремонта скважин. Адм. центр – г. Ставрополь. Совр. название институт получил в 1993.

Открытие в кон. 1950-х гг. целого ряда крупных газовых и газоконденсатных м-ний в Ставропольском и Краснодарском краях создало избыток топлива и химич. сырья в этом регионе. Необходимость добычи и переброски значительных объемов газа на большие расстояния потребовала решения многих практич. и теоретич. задач, связанных с разработкой газовых и газоконденсатных м-ний и созданием газотранспортных систем большой мощности и протяженности. Для решения этих задач в 1962 при ВНИИгазе была создана Ставропольская комплексная н.-и. лаборатория, преобразованная в 1967 в Северо-Кавказский филиал ВНИИгаза, а в 1971 – в Северо-Кавказский н.-и. ин-т природных газов, правопреемником к-рого в 1993 стало акционерное об-во «С.».

Осн. направлением деятельности общества является разработка и создание научно-методич., проектных и технич. решений в области капитального ремонта и бурения скважин, геологии, разработки эксплуатации газовых, газоконденсатных м-ний и *подземных хранилищ газа*.

Внедрение геологич. рекомендаций института при проведении геофизич. и буровых работ способствовало открытию

м-ний в Ставропольском и Краснодарском краях, Ростовской обл.

Более 90% от объема выполняемых договоров с «Газпромом» связаны с разработкой наукоемких технологий: бурение скважин в условиях *аномально низких пластовых давлений* (АНПД) и *аномально высоких пластовых давлений*; вскрытие продуктивных пластов на равновесии и репрессии; освоение скважин с применением новых технологич. жидкостей; проведение ремонтных работ с сохранением и восстановлением естеств. проницаемости продуктивного пласта и др. Технологии «С.» были одними из первых в области бурения скважин с горизонтальным стволом и вскрытия продуктивных пластов на депрессии.

Институт занимает ведущие позиции в направлении ведения ремонтных работ в условиях АНПД с применением пенных и газообразных систем. Проводит авторский надзор за эксплуатацией самого крупного в Европе Северо-Ставропольского подземного хранилища газа.

Несмотря на историческое название институт работает не только на Сев. Кавказе. Разработки института внедряются практически на всех предприятиях «Газпрома» – от Дагестана («Кастийгазпром») до п-ова Ямал («Ямбурггаздобыча»).

Организационная структура института предусматривает работу 4 основных науч. направлений, объединяющих 8 н.-и. отделов и сервисный центр по оказанию услуг в повышении производительности скважин, в состав к-рых входят 24 лаборатории, 28 секторов, 10 групп, а также опытно-экспериментальная база.

В «С.» имеется отдел новых информационных технологий, к-рый разрабатывает и размещает на интернет-серверах «Газпрома» информационные системы и базы данных, доступные функциональным упр-ниям и производств. предприятиям концерна. Работает рекламно-издательский центр, к-рый выпускает сборники науч. трудов, материалы научно-практич. конференций, рекламные материалы. Проводятся патентно-лицензионные исследования и осуществляется внедрение изобретений института.

Осн. перспективы развития «С.» – подготовка и внедрение новых технологий для разработки газовых м-ний, расположенных на С. Тюменской обл., а также решение проблем эксплуатации м-ний и подземных хранилищ газа на Ю. России.

Р. А. Гасумов.

СЕЙСМИЧЕСКАЯ РАЗВÉДКА, сейсморазведка, – совокупность геофизич. методов разведки, основанных на изучении искусственно вызванных волн упругих колебаний, распространяющихся в земной коре. Один из методов *разведочной геофизики*, лидирующий по многообразию решаемых геологических задач и по разрешающей способности и глубинности.

В зависимости от решаемых геологич. задач и условий проведения сейсмич. методы разведки подразделяются на: глубинное сейсмич. зондирование, регио-

нальную, площадную, нефтегазовую, инженерную, промысловую и др. виды сейсморазведки.

Искусственно возбужденные сейсмические волны, распространяясь в глубь Земли, встречают на своем пути границы пород разного состава и с разл. физико-механич. свойствами. Часть сейсмич. энергии отражается, а часть преломляется и уходит на большие глубины. Возбуждение сейсмич. волн осуществляют как взрывами зарядов взрывчатых веществ, так и невзрывными источниками (механич. ударами, вибраторами, пневматич., электродисковыми источниками и т.п.), к-рые могут располагаться на поверхности, в скважине, в водной толще. Отраженные волны возвращаются к месту, находящемуся вблизи пункта возбуждения, а преломленные, проходя по слоям с повышенной скоростью, — на значительном удалении от пункта возбуждения. Регистрация колебаний производится группами сейсмоприемников. Источники возбуждения и приемники располагаются вдоль профилей либо по площади. Механич. колебания почвы, преобразованные сейсмоприемниками в электрич. сигнал, по соединительным линиям (сейсмич. косам) передаются на сейсморазведочную станцию. Здесь они усиливаются, частично офильтровываются от помех и записываются в цифровом виде на магнитную пленку. Затем полученная информация обрабатывается в вычислительных сейсмич. центрах. По серии последовательно зарегистрированных и обработанных сейсмич. волн строится сейсмич. разрез земной коры.

В нефтегазовой геологии применяются разл. модификации С.р., среди к-рых наиболее широко используется метод отраженных волн.

Метод отраженных волн (МОВ) основан на регистрации упругих волн, отраженных от границ изменения волновых сопротивлений (акустич. жесткостей) геологич. разреза. Как правило, это литологич. и стратиграфич. границы. Осн. особенность этого метода состоит в возможности детального расчленения исследуемой осадочной толщи по временным и скоростным параметрам с последующим построением отражающих границ и прогнозированием литологии разреза. Наблюдения МОВ проводят вдоль профилей, на к-рых через определенный интервал расположены пункты возбуждения сейсмич. волн, по к-рым строятся временные разрезы (рис. 1). При сложном геологич. строении временной разрез является отображением разл. волн, приходящих на профиль по разл. направлениям. Интерпретация временных разрезов заключается в выделении полезных волн и в последующем их преобразовании в глубинные изображения (разрезы) среды. Является эффективным и широко распространенным видом С.р. при поисках и детальной разведке нефти и газа и нефти на суше и море для выявления перспективных локальных структур, благоприятных для их скопления.

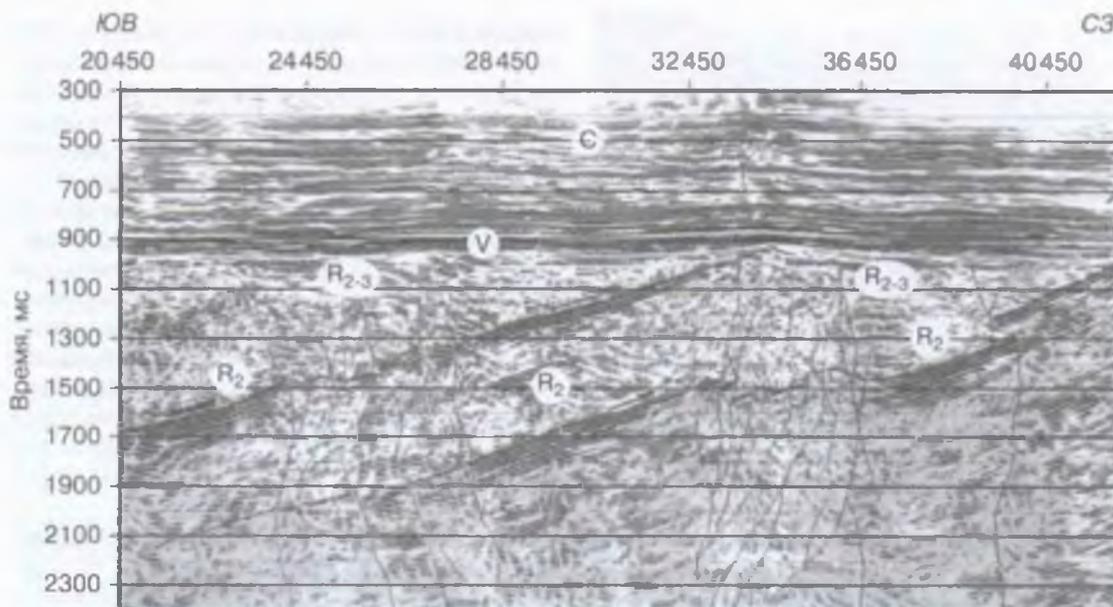


Рис. 1. Временной разрез МОГТ Куйумбинского месторождения в Вост. Сибири (по В. В. Харахинову и др.): С — кембрийские породы; V — вендские породы; R₂₋₃ — средне-верхнерифейские породы; R₂ — среднерифейские породы.

Метод общей глубинной точки (МОГТ) является модификацией МОВ. Основан на многократной регистрации и последующем накапливании сигналов сейсмич. волн, отраженных под разными углами от одного и того же локального участка (точки) сейсмич. границы в земной коре. В отличие от МОВ, происходит суммирование отражений от общих участков границы при разл. расположениях источников и приемников колебаний. Осн. преимущество МОГТ — возможность усиления полезного сигнала путем уравнивания времен регистрации волн от общих глубинных точек и последующего суммирования этих волн.

Работы методами МОВ и МОГТ проводятся в 2-мерном (или площадном), 3-мерном (или объемном) и 4-мерном (для мониторинговой добычи углеводородов) вариантах.

В двухмерных методах сейсморазведки (обозначают шифром 2D; напр., МОГТ-2D) применяемая система наблюдения предусматривает получение сведений о глубинном строении изучаемой терр. по серии одиночных сейсмич. профилей, расположенных на удалении до 500 м друг от друга. Пункты приема и возбуждения сейсмич. волн располагаются симметрично относительно каждого данного пункта профиля. При этом для простых моделей геологич. среды считают, что отражение сейсмич. волн на каждой границе происходит в одной и той же ее точке (общей глубинной точке). Наблюдения проводят, как правило, по продольным профилям с использованием многоканальных сейсмич. станций. Кратность перекрытия составляет в осн. 12–24, при детальных работах 48 и более. Шаг наблюдений между пунктами приема сигнала 40–80 м, при детальном изучении локальных сложнопостроенных неоднородностей до 20–25 м, при региональных исследованиях до 100–150 м. Используются относительно большие базы наблюдения, величины к-рых соизмеримы или примерно равны 0,5 глуби-

ны залегания искомого объекта и обычно не превышают 3–4 км. Строение территории, расположенной между соседними профилями, прогнозируется путем интерполяции данных, получаемых на этих профилях.

Все большее распространение получают трехмерная, или объемная, сейсморазведка (обозначается шифром 3D). При изучении сложнопостроенных сред, особенно при работах на акваториях, применяют разл. варианты систем 3-мерной сейсморазведки МОГТ, при к-рых пункты приема относительно равномерно и с высокой плотностью (25 × 25 м — 50 × 50 м) располагаются на исследуемой площади или на ее отд. линейных участках. Обработку проводят на высокопроизводительных геофизич. вычислительных комплексах. Это позволяет осуществлять: предварительное (до суммирования по общей глубинной точке) ослабление волн-помех, превышать разрешенность записей; восстанавливать истинные соотношения амплитуд отраженных волн, связанные с изменчивостью отражающих свойств границ; суммировать (накапливать) отраженные от общей глубинной точки сигналы; строить временные динамич. разрезы и их разл. трансформации (разрезы с изображением мгновенных частот, фаз, амплитуд и т.п.); детально изучать распределение скоростей и строить глубинный динамич. разрез, служащий основой для геологич. интерпретации.

При исследованиях МОГТ-3D степень изученности территории резко возрастает, появляется возможность получения информации практически в любой точке координат X, Y, Z. Помимо появляющейся технич. возможности повышения качества сейсмич. материала за счет осреднения условий возбуждения и приема упругих колебаний, более полного учета статич. и кинематич. поправок и более полного исключения разл. волн-помех, повышается наглядность получаемой информации, охватывающей уже не отд.

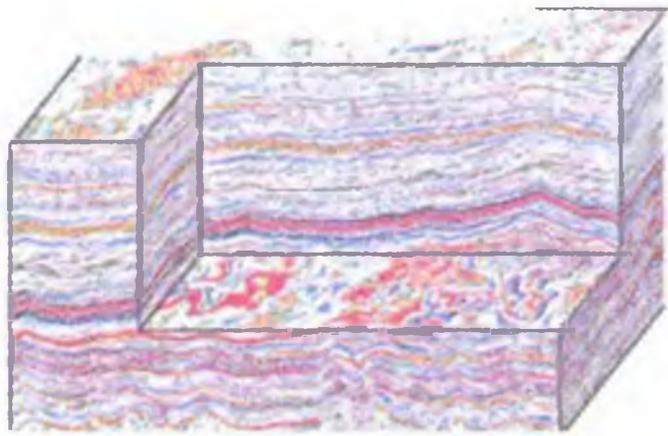


Рис. 2. Временной куб МОГТ-3D.

одиночный профиль, а определенную территорию в целом (рис. 2). Выбор отд. профилей (сечений) производится произвольно в любом направлении. Волновую картину, отображающую глубинное строение территории, можно анализировать на целенаправленно заданном горизонтальном (субгоризонтальном) уровне глубин за счет анализа соответствующих изменений волновой картины на этом уровне.

Способ общей глубинной точки применяется при поиске и разведке м-ний нефти и газа в разл. сейсмогеол. условиях. Использование его практически повсеместно повысило глубинность исследований, точность картирования сейсмич. границ и качество подготовки структур к глубокому бурению, позволило в ряде нефтегазоносных провинций перейти к подготовке к бурению неантиклинальных ловушек, решать в благоприятных условиях задачи локального прогноза веществ. состава отложений и прогнозировать их нефтегазоносность.

Все это резко повышает информативность и надежность сейсморазведки МОГТ-3D в районах со сложной тектоникой.

Повторные периодич. наблюдения с целью мониторинга разработки м-ния или отдельной залежи, изменения положений *газоводяного контакта*, выделения зон обводнения, решения др. задач получили название 4-мерной сейсморазведки – 4D (МОГТ-4D).

Среди др. методов сейсморазведки известны корреляционный метод преломленных волн, метод регулируемого направленного приема, *скважинная сейсморазведка* и др.

Корреляционный метод преломленных волн (КМПВ) основан на регистрации волн, распространяющихся вдоль границ пластов, характеризующихся большей скоростью по сравнению с вышележащими. Гл. особенность КМПВ – корреляционный принцип выделения и прослеживания преломленных (скользящих) головных волн. Преимущество метода – возможность определять граничные скорости преломленных волн, по к-рым судят о физич. свойствах преломляющих горизонтов, их литол. составе и о стратиграфич. принадлежности сейсмич. границ. Метод применим при изучении геол. строения на глуб. до 20–30 км. На базе КМПВ разработана методика глубинного сейсмич. зондиро-

вания (СТЗ), предназначенная в осн. для изучения верх. части земной коры.

Метод регулируемого направленного приема (МРПП) основан на регистрации отражений от неоднородных границ раздела пластов, кажущаяся регулярность к-рых является следствием низкочастотности спектра при их возбуждении и приеме. Метод предназначен для разведки районов со сложным геол. строением и большими углами падения пластов (сложностроенные складки краевых прогибов, соляная тектоника, рифовые структуры и т. п.). Эффективен также при изучении пологих структур платформенного типа, нарушенных сбросами.

Нефтегазовая сейсморазведка применяется на разл. этапах поисков и разведки м-ний нефти и газа структурного и неструктурного типа во всех этажах осадочной толщи. На поисковом этапе с помощью КМПВ и МОВ изучается строение мегавалов, сводов, депрессий и др. крупных структурных элементов, выявляются осложняющие их структуры (антиклинали, брахиантиклинали, зоны выклинивания и др.), благоприятные для скопления углеводородов, выявляются крупные нарушения и др. особенности строения. При детальной съемке МОВ и МОГТ определяется наличие угловых несогласий, положение и смещение сводов на разл. глубинах, положение разрывных нарушений, строение отд. структур и блоков. По данным сейсморазведки на основе анализа кинематич. и динамич. свойств сейсмич. записей прогнозируется геол. разрез.

Сейсморазведка широко применяется сервисными и добывающими компаниями во всем мире. Практически все разведочные скважины закладываются на основе данных сейсморазведки. Особый интерес методы С. р. представляют для газовой пром-сти в связи с возможностью прямых поисков газовых м-ний. Напр., методика т. п. яркого пятна (в ее основе лежит большая разница в скоростях сейсмич. волн в газе и в жидкости) позволяет проследить положение газоводяного

контакта и *газонефтяного контакта*. На этапе доразведки и эксплуатации особый интерес представляют 3- и 4-мерные методы сейсморазведки, позволяющие повысить эффективность использования эксплуатационных скважин, а также проследить за изменением газоводяного и газонефтяного контактов в процессе разработки м-ний. Важное значение С. р. из-за дороговизны буровых работ приобретает при разведке м-ний на *шельфе*.

Для повышения качества и достоверности данных сейсморазведки необходимы обрабатывающие и интерпретационные центры с использованием качествен. программного обеспечения в совокупности с мощной вычислительной техникой, применение эффективных пакетов и стандартов машинной обработки, облегчающих обмен информацией и взаимодействие с заруб. партнерами в вопросах междунар. аудита запасов углеводородов; создание центр. базы данных.

Лит.: Гурвич И. И., Сейсмическая разведка, 2 изд., М., 1970; Сейсморазведка. Справочник геофизика (под ред. И. И. Гурвича), М., 1981; Мешбей В. И., Методика многократных перекрытий в сейсморазведке, М., 1985. В. Г. Фоменко.

СЕПАРАЦИЯ ГАЗА – процесс разделения (отделения, разъединения) твердой, жидкой и газовой (паровой) фаз потока с последующим извлечением из него твердой и жидкой фаз (рис.). С. г. предназначена для предохранения от попадания влаги и твердых частиц в промышленные газосборные сети и технологич. оборудование газовых и газоконденсатных м-ний. Недостаточный уровень С. г. приводит к низкой гидравлич. эффективности промышленных газопроводов, существ. перерасходу энергии, затрачиваемой на *компримирование* газа, росту эксплуатационных затрат, возможности образования газогидратных пробок в промышленных системах сбора и транспорта газа, снижению эффективности работы технологич. оборудования промыслов.

С. г. может быть основана на изменении термодинамич. равновесия газового (газоконденсатного) потока вследствие снижения темп-ры и давления; на способе



Сепаратор блока подготовки газа к транспорту.

гравитационного разделения фаз потока, происходящего за счет разности плотностей газа, капельной жидкости и твердых механич. примесей; на инерционном разделении фаз газового (газоконденсатного) потока за счет действия центробежной силы при тангенциальном вводе потока в *газовый сепаратор* или вследствие изменения направления потока в самом сепараторе при радиальном вводе потока.

В конструкциях газовых сепараторов отделение газа от жидких и твердых примесей основан на выпадении частиц при малых скоростях движения газового (газоконденсатного) потока в результате действия сил тяжести или инерционных (центробежных) сил, возникающих при криволинейном движении потока.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

СЕРОВОДОРОДНАЯ КОРРОЗИЯ

электрохимич. коррозия металлов в присутствии влажного сероводорода и его водных растворов. Сухой H_2S электрохимич. коррозии не вызывает. См. также статьи *Коррозия*, *Внутренняя коррозия*, *Коррозионный контроль*.

СЕРОВОДОРОДНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ, см. *Сульфидное растрескивание*.

СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИЙ ГАЗ – природный газ, содержащий в свободном газе и нефтяном газе концентрации сероводорода св. 0,00139% об. или 2 г на 100 м³ газа. Такой газ нуждается в очистке в связи с его высокой коррозионной способностью и вредным воздействием на окружающую среду.

В России м-ния С. г. выявлены в *Тимано-Печорском регионе* (*Василковское месторождение*, Ванейвисское нефтегазоконденсатное, Кумжинское газоконденсатное и др.), в Урало-Поволжье (*Оренбургское месторождение* и др.), Прикаспии (*Астраханское месторождение*), в районах Вост. Сибири и Д. Востока, шельфе Баренцева и Каспийского морей. В Оренбургском м-нии концентрация сероводорода в газе достигает 1,56–6,5, а Астраханском – 25,4–26,3%. Крупные м-ния С. г. выявлены в Казахстане (Карагайинское, 4%), Узбекистане (Уртаб-Булак, 5%; Самантепе, 6,5%), во Франции (Лак, 15,3%), Канаде (Харматтан, 53%), США (Томасвилл, 21,3%) и др.

С. г. высоких концентраций связаны с глубокопогруженными сульфатно-карбонатными комплексами, в к-рых сероводород образуется в результате термохимич. процессов. Поэтому с ростом темп-р масштаб его генерации увеличивается. Оптимальными условиями для образования залежей С. г. являются: наличие сульфатов в породах резервуара или (и) в перекрывающих и подстилающих их горизонтах (наибольшие концентрации можно ожидать в ловушках, где предполагается непосредственный контакт углеводородов с сульфатами); пластовые темп-ры св. 60 °С в нефтегазоносных зонах и св. 140 °С – в газоносных (определены эмпирически, с ростом темп-р концентрация сероводорода в газах будет увеличиваться);

преим. карбонатный состав вмещающих залежь пород и контактирующих с ней по вертикали и латерали, что обеспечивает наилучшие условия сохранности сероводорода.

Прогноз концентрации сероводорода в газах перспективных объектов осуществляются на основании данных по открытым скоплениям, залегающим в аналогичных условиях.

Ресурсы сероводорода и газовой серы в природном газе рассчитываются по формуле:

$$Q_{H_2S} = \frac{Q_{\Gamma} i p}{100}; \quad Q_S = Q_{H_2S} \times \frac{32}{34},$$

где Q_{H_2S} – прогнозная оценка запасов сероводорода, т; Q_{Γ} – объем углеводородного газа, м³; Q_S – прогнозная оценка запасов серы, т; i – ср. содержание сероводорода, %; p – плотность сероводорода (кг/м³) при стандартных условиях (принимается равной 1,41 кг/м³).

Запасы и ресурсы газовой серы (в тыс. т) определяются умножением запасов сероводорода на 0,94 (отношение атомной массы серы к мол. массе сероводорода).

В. И. Старосельский.

СЖИЖЕНИЕ природного газа – перевод природного газа в жидкое состояние при темп-рах меньше критической. Осуществляется в осн. для его межконтинентальных морских перевозок, перевозок автомот., ж.-д., речным транспортом. Небольшое кол-во *сжиженного природного газа* (СПГ) используется для покрытия пиковых нагрузок *газотребления* и в качестве *газотопливного топлива* на разл. видах транспорта.

Природный газ состоит в осн. из *метана*, имеющего низкую темп-ру кипения при атм. давлении, поэтому перевод его в сжиженное состояние возможен лишь с использованием криогенной техники.

Предварительно или в процессе С. из газа извлекаются компоненты, замерзающие или образующие *газовые гидраты* при низких темп-рах (H_2O , CO_2 , тяжелые углеводороды, H_2S). Очистку природного газа от CO_2 и H_2S обычно осуществляют абсорбционным способом, где в качестве абсорбента используются в осн. этаноламины.

Абсорбционная очистка позволяет довести содержание CO_2 до $(5-10) \cdot 10^{-3}\%$ об., что существенно ниже предела растворимости в СПГ. При содержании в исходном газе CO_2 до 1% очистка газа может производиться одновременно с *осушкой* с помощью мол. сит (цеолитов). Содержание водяного пара в газе после блока осушки $10^{-3}\%$ об. Очищенный и осушенный газ подается в блок С.

В ходе процесса С. газа (при темп-ре 230–200 К) из него выделяют жидкую фракцию тяжелых углеводородов, а при более низких темп-рах – азот и др. *инертные газы*. Выделенная фракция обычно служит сырьем для получения компонентов холодильного агента в блоке ректификации. Содержание инертных газов (азота) в СПГ не более 0,5–3%, т. к.

более высокое содержание существенно понижает темп-ру кипения и приводит к росту затрат энергии на С. газа и к ухудшению условий его хранения.

С. природного газа – весьма энергоемкий процесс. Для уменьшения затрат энергии С. осуществляется при рабочем давлении, близком к критическому (ок. 5 МПа). При этом давлении газ проходит последовательно ступени охлаждения, конденсации и охлаждения конденсиров. жидкости до темп-ры кипения при атм. давлении. После этого охлажденный сжиженный газ дросселируется (расширяется) до давления, близкого к атмосферному, и выводится из установки в хранилище. Технич.-экономич. показатели установки С., включая уд. затраты энергии на произ-во СПГ, во многом зависят от принятой технологии.

Произ-во СПГ осуществляется с помощью разл. криогенных циклов: каскадных, детандерных, на смешанном холодильном агенте, их комбинаций. Большинство заводов по С. природного газа построены на основе циклов на смешанном холодильном агенте с предварительным *охлаждением газа* и смешанного холодильного агента в дополнительном цикле на пропане, аммиаке или смеси веществ.

В каскадном цикле природный газ охлаждается и сжижается последовательно в пропановой, аммиачной или фреоновой, затем в этиленовой или этановой и далее в метановой *холодильной установке*. В детандерных циклах охлаждение и С. происходят за счет адиабатного (без поступления тепла извне) расширения природного газа.

В циклах на смешанном хладагенте используются смеси, содержащие легкие компоненты природного газа и азот.

Лит.: Соколов Е. Я., Бродянский В. М., Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения, М., 1968; Холод в машиностроении (под ред. А. П. Клименко), М., 1977; Изотов Н. И., Одишария Г. Э., Мутовин Ю. Г., Трифонова Л. В., Холодильные установки в газовой промышленности, в сб.: «Современные проблемы трубопроводного транспорта газа», М., 1998.

Н. И. Изотов.

СЖИЖЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ (СУГ) – смесь углеводородных газов, получаемых при фракционной разгонке сырой нефти, *нефтяного газа*, а также газоконденсатных фракций природного газа.

Аббревиатурой СУГ обозначают сжиженный газ, используемый в качестве топлива для коммунально-бытового потребления и пром. целей в системах газоснабжения и газораспределения. СУГ, используемый как топливо для автомот. транспорта, наз. *сжиженным нефтяным газом* и для него принята аббревиатура ГСН.

Среди обычно применяемых топлив СУГ единственные, к-рые при сравнительно небольшом давлении и темп-ре 20 °С могут транспортироваться и храниться в жидком виде. При давлении 0,1 МПа и сравнительно низких темп-рах эти смеси начинают испаряться и исполь-

зуются как газы. Переход СУГ в газообразное или жидкое состояние зависит от давления, темп-ры и объема.

Газообразные углеводороды, входящие в состав СУГ, обладают высокой плотностью, значительно превышающей плотность воздуха, медленной диффузией в атмосферу, особенно при отсутствии ветра, невысокой темп-рой воспламенения, низкими пределами взрываемости в воздухе, возможностью образования конденсата при снижении до темп-ры *точки росы* или при повышении давления, а также выпадения частиц льда при охлаждении до темп-ры ниже 0 °С.

Жидкие углеводороды, входящие в их состав, характеризуются высоким объемным коэф. расширения, значительно превышающим коэффициенты расширения бензина, керосина и воды, малой плотностью, значительной упругостью паров, возрастающей с повышением темп-ры жидкости.

В состав СУГ входят простые углеводородные соединения, основные из к-рых этан, этилен, пропан, пропилен, бутаны и бутены.

Этан (C_2H_6) и этилен ($\text{H}_2\text{C}=\text{CH}_2$) содержатся в СУГ в небольших кол-вах. Их присутствие в составе СУГ нежелательно в летнее время и полезно в зимний период для повышения давления насыщенных паров для нормальной работы газовой аппаратуры.

Пропан (C_3H_8) и пропилен (C_3H_6) в значительной мере определяют свойства СУГ, т. к. являются их осн. составляющими. Пропан — осн. бытового вид топлива, также наиболее пригоден в качестве автомоб. топлива. Он обладает высокими антидетонационными свойствами и достаточной упругостью паров во всем диапазоне темп-р. Пропилен имеет сравнительно низкую детонационную стойкость, в связи с чем его содержание в автомоб. газе должно быть ограничено.

Нормальные бутан [C_4H_{10}] и бутен (C_4H_8) и др. их изомеры — высококалорийное и полноценное топливо для пром. и коммунально-бытовых потребителей. Однако их применение в чистом виде возможно только при положительных темп-рах, т. к. при темп-ре ниже 0 °С они не создают избыточного давления. В качестве автомоб. топлива бутаны и бутены применяют только в смеси с газами, имеющими высокое давление насыщенных паров (этан, пропан и др.).

К числу *загрязняющих веществ* и вредных примесей в СУГ относятся сера и ее соединения, влага, механич. примеси и тяжелые углеводороды.

Сера находится в растворенном состоянии. При испарении и редуцировании газа часть ее выпадает в осадок в топливной аппаратуре, сужая проходные сечения каналов и разрушая резинотехнич. изделия; другая часть серы, стора в топливосжигающих устройствах, увеличивает токсичность отработанных газов.

Влага может находиться в свободном и растворенном состоянии. Особенно недопустимо ее наличие в зимнее время: при отрицательных темп-рах она образует в газовой магистрали ледяные пробки, перекрывающие подачу газа.

Тяжелые углеводороды с содержанием C_2 и выше (гексан, гептан, октан, ноан и др.) при редуцировании газа скапливаются в виде неиспаряющегося осадка (конденсата) в газовой аппаратуре, в т. ч. и автомобиля. Наибольшее кол-во конденсата осаждается на мембранах газового редуктора, нарушая тем самым его работу.

Одоризацию СУГ, имеющих специфич. характерный запах, производят из расчета ок. 2,5 г этилмеркаптана на 100 л. Указанная концентрация не вызывает опасности взрыва, т. к. составляет всего 20% от нижнего предела воспламеняемости.

СУГ характеризуются свойствами отд. углеводородов, входящих в смесь. Благодаря идентичности строения молекулы смеси пропана и бутана подчиняются правилу аддитивности, когда определяющее свойство смеси пропорционально свойствам ее отд. компонентов.

Технологич. цепочка произ-ва СУГ начинается с добычи «сырой» нефти или «влажного» природного газа и заканчивается получением жидких пропана и бутана, полностью свободных от легких газов, тяжелых нефтей и очищенных до последних следов от сернистых соединений и воды.

На месте добычи нефть стабилизируется для подготовки ее к дальнейшему транспортированию (по трубопроводам, в цистернах или танкерах) к месту потребления. Степень стабилизации, в свою очередь, определяет кол-во удаляемых легких газов, к-рые сжигаются или используются как дополнительная продукция (т. н. попутный газ).

На газовых м-ниях добыча природного газа нередко сопровождается выходом в небольших кол-вах смеси тяжелых углеводородов: от этана (осн. компонента СУГ) до соединений с углеводородным числом C_3 – C_7 — компонентов дистиллята (т. н. естественный бензин). СУГ и дистиллят удаляют из природного газа во избежание технологич. осложнений при *компримировании* газа перед подачей его в трубопровод, а также для получения необходимых химич. веществ или дополнительного топлива.

Содержащиеся в нефти СУГ улавливаются при нефтеочистке в процессе дистилляции (их выход от 2 до 3% от объема перерабатываемой нефти). Полученные при фракционной разгонке сжиженные газы подвергаются последующей конверсии, в результате к-рой СУГ окончательно выделяют как побочный продукт. Извлечение СУГ из природного газа осуществляют низкотемпературной абсорбцией.

После извлечения из исходного сырья СУГ подвергают очистке (от сероводорода, меркаптанов и элементарной серы), а затем осушке, причем только тех СУГ,

к-рые предназначены для использования в районах с холодным климатом (особенно это касается пропана).

Состав СУГ зависит от способов их произ-ва: при переработке конденсатной фракции природного газа в них преобладают предельные углеводороды (пропан-бутан), при получении СУГ из нефти — непредельные углеводороды.

Отечеств. пром-сть для коммунально-бытового потребления выпускает марки СУГ — технические пропан и бутан и их смеси.

При использовании СУГ в качестве автомоб. топлива установлено снижение мощности двигателя на 7–10 % и эксплуатационного расхода масла на 10–15%, что увеличивает срок его работы в 1,5 раза.

СУГ как моторное топливо должны удовлетворять след. требованиям: иметь стабильный компонентный состав, обеспечивать определенное избыточное давление насыщенных паров, не образовывать жидкого неиспаряющегося осадка при редуцировании в автомоб. газовой аппаратуре.

Давление насыщенных паров имеет большое практич. значение. Желательно, чтобы давление паров в баллоне со сжиженным газом было невысоким (при этом снижаются вес и стоимость всех видов баллонов, а также складских и транспортных цистерн), но при любой темп-ре в баллонах должно быть избыточное давление паровой подушки, обеспечивающее нормальную подачу топлива к газосжигающему устройству, а также возможность пуска и прогрева холодного автомоб. двигателя при работе его на паровой фазе. Это особенно актуально для Московского региона, где безморозный период составляет 150 дней в году.

СУГ должны быть различными по составу для разных времен года и климатич. условий. В летнее время и в районах с жарким климатом рекомендуется пользоваться смесью, состоящей из 70–80% бутана и 20–30% пропана. Весной и осенью содержание пропана необходимо удаивать. Зимой, особенно в сев. районах, следует употреблять в осн. пропан. При наличии в газе бутана для повышения давления паров целесообразно вводить в смесь небольшое кол-во этана или этилена.

При сгорании газового топлива выделяемая теплота, влияющая на мощность *газогорелочных устройств* и энергетич. баланс газовых баллонов, меньше, чем у бензина. Поэтому у газовых модификаций бензиновых двигателей мощность снижается на 6–10% в зависимости от вида СУГ.

Относительная масса углеводородных газов характеризует способность газов скапливаться в низких местах, образуя взрывоопасную смесь.

Пределы воспламеняемости газа определяют его пожаро- и взрывобезопасность. Нижний предел воспламеняемости у газообразных топлив составляет 1,8–2,4% (это несколько выше, чем у паров бензина).

Октановое число, оценивающее детонационную стойкость, для большинства СУГ составляет 90–99 единиц. Лишь отдельные компоненты (пропилен, бутен) имеют сравнительно низкое октановое число, поэтому их содержание в СУГ ограничивается.

Предельно допустимая концентрация паровой фазы пропана в рабочей зоне санитарными нормами установлена в 1800 мг/м³, или 0,09% (это примерно в 3 раза меньше ниж. предела воспламеняемости).

СУГ в качестве моторного топлива экологически более чист по сравнению с бензином. При использовании СУГ снижаются выбросы оксида углерода на 15–19%, альдегидов на 20–25%, полиароматич. углеводородов – на 15–20%, но при этом увеличиваются выбросы оксидов азота до 30%. А. И. Плужников.

СЖИЖЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ (ГСН), см. в ст. *Сжиженные углеводородные газы*

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СПГ) – природный газ, переведенный в жидкое состояние при темп-рах, меньших критической.

СПГ – криогенная жидкость, получаемая из природного газа охлаждением до темп-ры конденсации –161,5 °С. Темп-ра кристаллизации –182,5 °С, плотность 0,42 кг/л. Производят, хранят и транспортируют его с помощью специализиров. криогенного оборудования. Гл. преимущество СПГ – при сжижении объем газа уменьшается в 600 раз. На практике это означает, что в одинаковом объеме содержится СПГ в 3 раза больше, чем компримированного природного газа (КПГ) при давлении 20 МПа. Так, при нормальных условиях в автомоб. баллоне емкостью 50 л при давлении 20 МПа содержится 10–12 м³ газа в газообразном состоянии, что эквивалентно 12–15 л бензина, при этом уменьшается масса тары для его хранения и перевозки.

СПГ производится на ожижительных установках в холодильных и криогенных циклах, в т.ч. с использованием энергии перепада давлений газа на газораспределительных станциях (ГРС) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС). Работа дроссельно-вихревых установок возможна на ГРС с входным давлением не менее 3,5 МПа и расходом природного газа не менее 2000 м³/ч, дроссельно-детандерных – менее 2,9 МПа и не менее 5000 м³/ч соответственно. В технологич. схемах с подводом внеш. энергии (в зависимости от поставленной задачи) можно производить ожижение природного газа до 100%. Источником внеш. энергии могут служить: внеш. холодильная машина (в частности, смесевой холодильный цикл); комбинация компрессии и холодильной установки (частный случай комбиниров. технологии – получение СПГ на АГНКС).

СПГ производится в 13 странах мира, включая Россию. В 2002 в мире действовало 64 комплекса по произ-ву СПГ.

Осн. экспортеры СПГ (85% мирового произ-ва) – Индонезия, Алжир, Малайзия, Австралия. Более 50% мирового импорта СПГ приходится на Японию, ок. 14% – на Юж. Корею.

Доля СПГ в общем объеме потребления природного газа как на внутренних, так и на междунар. рынках составляет ок. 5%. В междунар. торговле газом на СПГ приходится 24%. В перспективе возможно увеличение этой доли до 30%.

Мощность заводов – потребителей СПГ зависит от условий его транспортировки, объема регионального использования. Так, с целью экспорта природного газа с использованием судов метановозов в Индонезии построены ожижительные з-ды мощностью св. 38 млрд. м³.

В России широко развита газопроводная сеть с газоредуцирующими пунктами (ок. 3200 пунктов) и АГНКС (ок. 200 станций). Использование энергии давления газа при редуцировании на ГРС и энергии высокого давления (до 20 МПа) на АГНКС для коммерч. получения СПГ осуществлено в 1998 в ОАО «Лентрансгаз». Производительность установок на базе АГНКС составила 25 т/сут (или 9000 т/год), что эквивалентно 23700 м³ природного газа в год, а на базе ГРС – до 800 кг/ч. Одновременно введены в эксплуатацию системы газоснабжения в г. Луга (Ленинградская обл.), работающие на СПГ. Функционирует транспортная сеть доставки СПГ на расстояние до 200 км.

Использование СПГ в топливно-энергетич. комплексе и коммунальном хозяйстве дает возможность газификации объектов, удаленных на значительное расстояние от магистральных газопроводов, снижает кол-во вредных выбросов.

Использование СПГ как энергоносителя и моторного топлива в сельском хозяйстве рассматривается как одно из перспективных направлений развития газовой пром-сти. Комплексная газификация сельского хоз-ва включает перевод на газовые виды топлива бытового топливопотребления, теплоснабжения ферм, транспорта, технологич. процессов. В табл. 1 приведены разл. варианты газификации с.-х. объектов.

В качестве примера рассматриваются потребности в топливе типового населенного пункта, удаленного на 50 км от источников газоснабжения, выполняемого разл. способами: стр-во газопровода-отвода (сетевой газ); доставка сжиженного нефтяного газа (ГСН) от кустовой базы; доставка компримиров. природного газа (КПГ) от АГНКС; доставка СПГ. В случае сетевого газа сооружается газопровод с ГРС, АГНКС гаражного типа и используется 4 передвижных автогазозаправщика (ПАГЗ) для доставки газа к тракторам. В случае сжиженного нефтяного газа используют 2 автоцистерны для доставки от кустовой базы, 3 передвижных заправщика для обслуживания автомобилей и тракторов, 6 стационарных цистерн, объединенных в 3 заправочные станции.

В случае компримиров. природного газа используют 3 ПАГЗ для доставки газа от АГНКС, 10 стационарных газоаккумуляторов, 3 небольшие дожимные установки, от к-рых заправляются 4 малых заправщика, доставляющих газ к тракторам. В случае СПГ используют автоемкость вместимостью 25 м³, 2 емкости для внутрихозяйств. перевозок и 6 стационарных емкостей.

Экономич. показатели рассмотренных вариантов представлены в табл. 2.

Из приведенных данных следует, что газификация комплексного типа на базе сжиженного нефтяного газа и СПГ предпочтительна для населенных пунктов, удаленных от источников газоснабжения на 50 км и более. Поскольку ресурсы сжиженного нефтяного газа ограничены (использовать его в качестве печного топлива разрешалось в виде исключения в зоне нечерноземья), то более перспективным для газификации аграрного сектора является СПГ. Потенциальная возможность газификации с.-х. потребителей на базе СПГ на перспективу может быть оценена в 20–40% от общего числа хоз-в (в перспективе 30–40% из них должны быть обеспечены сетевым и компримиров. природным газом).

Таблица 1. Годовое потребление газа и показатели комплексной газификации при использовании ГСН и СПГ

Потребитель	Сетевой газ (газопровод-отвод) тыс. м ³	ГСН, т	КПГ, тыс. м ³	СПГ, т
Жители, 480 чел.	670	534	670	480
Тракторы, 80 шт.	637	507	637	456
Автомобили, 40 шт.	159	127	159	114
Сушилки с теплогенераторами, 2 шт.	380	303	380	272
Насосная станция воды	25,8	20,5	25,8	18,5
ВСЕГО:				
в сутки	13,3	10,6	13,3	9,5
в год	2150	1710	2150	1540

Таблица 2. Количество и стоимость технических средств (в % к стоимости газопровода-отвода)

Потребитель	Варианты			
	Газопровод-отвод	ГСН	КПГ	СПГ
Капиталовложения	100	12	54	43
Эксплуатационные затраты	100	90	120	85
Приведенные затраты	100	57	90	90
Обслуживающий персонал, чел.	16	10	14	10

Россия была одной из первых стран, использовавших СПГ на автотранспорте. В созданных в быв. СССР в 1950-е гг. автомобилях рефрижераторах СПГ использовался как *газомоторное топливо* и как хладагент для термостатирования кузова машин. В 1980-х гг. были созданы и прошли испытания грузовые автомобили с криогенными баками для СПГ.

На транспорте природный газ может использоваться и в сжиженном до давления 20 МПа виде. Для компримированного природного газа используются стальные и металлопластиковые баллоны, занимающие значительный объем на транспортном средстве. При использовании стальных баллонов, отличающихся большим весом, полезная нагрузка транспорта снижается на 20–30%. Стоимость металлопластиковых баллонов на большегрузных машинах сопоставима или больше стоимости криогенных баков для сжиженного метана. На большегрузных автосамосвалах (напр., БелАЗах грузоподъемностью 40–180 т с баком для дизельного топлива 600–2450 л) невозможно разместить необходимое кол-во баллонов. Все это сдерживает широкомасштабный перевод автомоб. и автотранспортной техники на природный газ. Единств. альтернативой в этом случае является применение СПГ, но при условии существ. снижения стоимости топливного криогенного бака.

Важным преимуществом использования СПГ как газомоторного топлива является значительное увеличение (почти в 3 раза) дальности пробега автомобиля по сравнению с использованием компримированного природного газа при одной и той же массе бака и топлива. На рис. 1 представлены данные по пробегу автомобиля на разл. альтернативных видах топлива, причем при использовании СПГ применяются емкости с криогенно-вакуумной изоляцией.

Исследования показали, что с экологической т. зр. из 14 видов топлива (в т. ч. бензин, дизельное топливо, этанол, биотопливо, водород, сжиженный природный и сжиженный нефтяной газы) СПГ является самым экологически чистым моторным топливом, на 2-м месте компримированный природный газ, на 3-м – сжиженный нефтяной газ. При этом исследовалась вся технологич. цепочка: до-

быча – переработка – транспортировка – реализация до заправки автомобиля.

Исследования по содержанию твердых частиц и *парниковых газов* в отработанных газах разл. топлив показали, что по твердым частицам природный газ (компримированный и сжиженный) значительно (св. 97%) чище дизельного топлива с низким содержанием серы, по *парниковому эффекту* (в расчете на 1 км пробега) автомобили на компримиров. и сжиженном природном газе на 15% чище автомобилей, работающих на дизельном топливе (рис. 2).

Немаловажным преимуществом транспорта, работающего на СПГ, является снижение уровня шума (ок. 8 дБ).

Использование СПГ на большегрузном автотранспорте повышает его эффективность и экологичность. Это относится прежде всего к большегрузным карьерным автосамосвалам грузоподъемностью от 30 т, к-рые перевозят до 80% всей горн. массы в стране. Так, автосамосвал БелАЗ-549 грузоподъемностью 75 т ежегодно расходует ок. 150 т дизельного топлива. Конвертирование 10 тыс. таких машин в газодизельные по-

зволяет сэкономить до 12 млн. т в год такого топлива. На борту большегрузного автосамосвала можно создать запас СПГ, обеспечивающий его работу в течение 10–14 ч. Существ. снижение дымности и токсичности отработанных газов при использовании СПГ решает проблему экологич. безопасности карьеров. Т. к. СПГ является хладагентом, попутно решается вопрос и о кондиционировании кабин самосвалов.

Из года в год увеличивается потребность в магистральных перевозках грузов на автопоездах особо большой грузоподъемности (с полной массой 30–50 т). При использовании СПГ емкость криогенного топливного бака должна быть рассчитана на запас хода автопоезда от пункта заправки СПГ до конечного пункта назначения, где возможно осуществить дозаправку.

Применение СПГ как моторного топлива на автопоездах позволяет реализовать важное преимущество криогенных топливных баков низкого давления (0,01–0,015 МПа) – возможность отказаться от вакуумной изоляции баков при бездренажном хранении СПГ почти в течение суток. Выпускаемое совр. криогенное оборудование и емкости для хранения (2-стенные с вакуумной изоляцией) рассчитаны на давление 0,6 МПа со сроком бездренажного хранения ок. 8 сут.

На транспорте, наряду с прямым назначением (моторное топливо), СПГ может выполнять функции хладагента. Напр., при миним. воздействии на окружающую среду в большегрузных (10–30 т) рефрижераторах использование СПГ при *регазификации* его в моторное топливо позволяет снизить темп-ру в холодильной камере до -30°C .

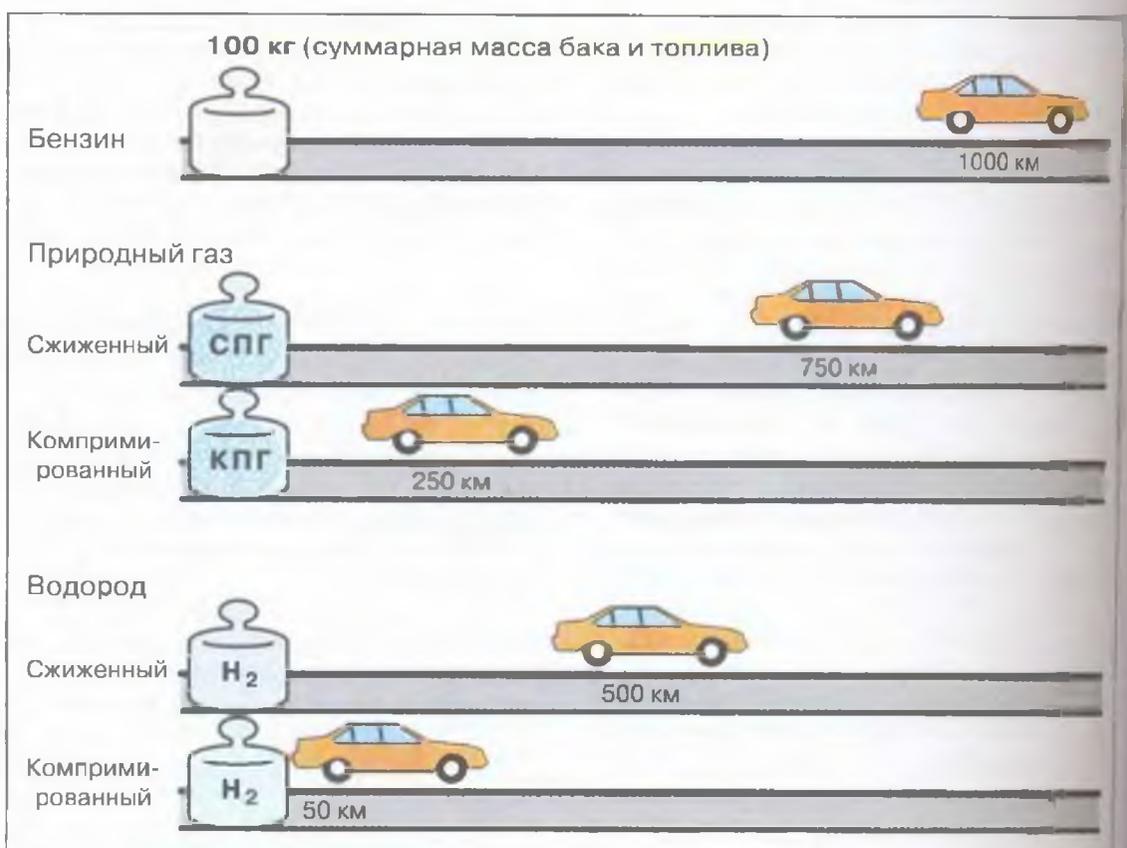


Рис. 1. Пробег автомобиля при использовании различных энергоносителей (данные концерна BMW, Германия).

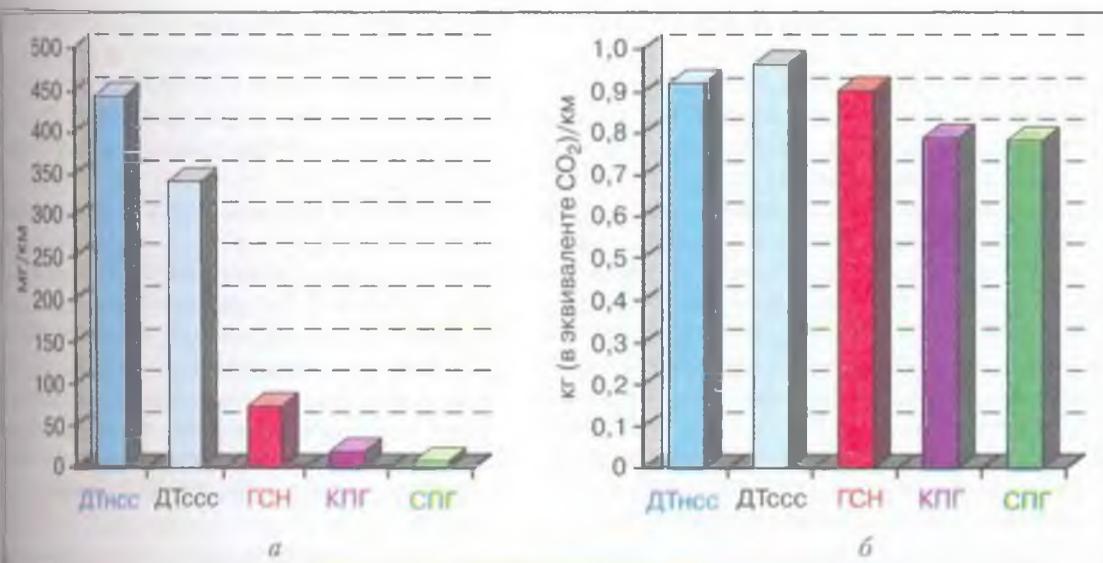


Рис. 2. Содержание твердых частиц (а) и парниковых газов (б) в отработанных газах различных видов топлива: DTnss и DTsss – дизельное топливо с низким и сверхнизким содержанием серы; GSH – сжиженный нефтяной газ; KPG – компримированный природный газ; SPG – сжиженный природный газ.

Имеются разработки применения СПГ как хладагента на речном транспорте в судовых холодильных камерах и в ж.-д. рефрижераторных вагонах. Как топливо и как активный хладагент намечено использовать СПГ в аэрокосмич. летательных аппаратах для регулирования пограничного слоя при обтекании воздухом поверхностей аппаратов и для снятия высоких темп-р, возникающих при полетах на сверхзвуковых скоростях, в силовых элементах этих аппаратов.

Возможность обеспечения экологич. и тактико-технич. характеристик, недостижимых на традиционных топливах, а также нарастающий дефицит этих топлив обуславливают необходимость перехода нек-рых видов авиационной и аэрокосмической техники на СПГ (а в дальнейшем – на жидкий водород).

Как авиационное топливо СПГ по экологич. показателям занимает 2-е место после водорода, его теплотворная способность приблизительно на 16% выше, чем у керосина. Использование СПГ вместо авиационного керосина обуславливает нек-рые конструктивные особенности самолетов. Низкая плотность СПГ требует больших, чем при использовании керосина, размеров самолетных топливных баков, что ухудшает летно-технич. характеристики самолетов. Усложняется технология содержания топлива на борту. Однако установка двух двигателей НК-62, работающих на СПГ, и двух подвесных баков емкостью 23 м³ на самолете Ил-86 позволяет при постоянной дальности снизить взлетную массу самолета на 25,4 т, экономить за полет 38,1 т керосина, израсходовав 19,5 т СПГ, при постоянном взлетном весе увеличить дальность полета на 600 км. При этом обеспечивается более высокая экологич. безопасность: выбросы оксидов азота уменьшаются в 1,5–2 раза.

В авиации керосин целесообразно применять при дозвуковых скоростях $M < 1$ (M – отношение скорости полета к скорости звука на определенной высоте) и при сверхзвуковых до $M = 4–5$. При

$M > 4$ аэродинамический нагрев слишком велик, чтобы конструкционные материалы могли выдержать без активного охлаждения. Без применения криогенного топлива создание гиперзвуковой авиации невозможно. Поэтому на скоростях, равных $M 5,2–6$, целесообразно использовать СПГ, т.к. его хладоресурс приблизительно в 4 раза выше, чем у керосина.

Успешное использование криогенных топлив в авиации впервые в мире было продемонстрировано в 1989 при полетах Ту-155 с одним двигателем (из 3), работающим на криогенном топливе.

В перспективе создание среднемагистрального самолета Ту-204, у которого керосин размещается в крыльях, а бак с СПГ – на фюзеляже, в обтекателе. Предполагаемая топливная экономичность самолета близка к базовой. Этот самолет будет способен перевозить 210 пассажиров на расстояние до 5200 км с крейсерской скоростью 850 км/ч. Разрабатывается также самолет Ту-136 с взлетной массой 20 т, способный перевозить 53 пассажира (или до 5 т груза) на расстояние до 2200 км со скоростью 550 км/ч. СПГ позволит почти на 30% сократить эксплуатационные расходы.

На железнодорожном транспорте СПГ может эффективно быть использован в газодизельных двигателях тепловозов как осн. часть (более 80%) топлива. Другая часть – дизельное топливо – является запальной дозой для воспламенения рабочей смеси в цилиндрах. Кроме того, дизельное топливо служит как резервное при отсутствии СПГ. В быв. СССР в кон. 1980-х гг. на Луганском тепловозостроительном з-де были построены три опытных газодизельных тепловоза, состоящие из двух тяговых секций и одного тендера с двумя криогенными емкостями для размещения СПГ: 2-тактный газодизель (тепловоз 2ТЭ10Г) и 4-тактный двигатель (тепловоз 2ТЭ116Г). Уд. расход топлива при работе по газодизельному циклу 180 ± 32 кВт·ч.

Речной флот является сезонным потребителем топлива. Это дает возможность эффективно использовать мощности системы газоснабжения аграрного и коммунального секторов, высвобождающиеся в весенне-осенние месяцы в связи с падением спроса на газ. Поэтому обеспечение речного флота газомоторным топливом целесообразно рассматривать совместно с обеспечением потребностей коммунально-бытового и промышленного секторов экономики на базе привозного газа, в первую очередь, СПГ, используемого для целей отопления и резервирования.

Суда могут быть оборудованы системами питания компримированным или сжиженным природным газом. Однако по технико-экономич. показателям предпочтительнее использовать СПГ. В 1995 г. С.-Петербург началась опытная эксплуатация пассажирских судов, двигатели к-рых работают на компримиров. природном газе в газодизельном режиме. Запальная доза дизельного топлива ок. 30%, поэтому по экологич. показателям газовый теплоход ненамного превосходит работающий на дизельном топливе. Ведутся исследования по созданию газового двигателя с миним. (3–8%) запальной дозой дизельного топлива. В России рассматривается возможность перевода на СПГ грузового теплохода типа «река–море». Эти суда работают на линиях протяженностью в несколько сотен км, поэтому кол-во топлива на борту имеет для них решающее значение. Расчеты показывают, что автономность такого теплохода, оборудованного среднеоборотными двигателями, может быть доведена до 14 сут.

Использование СПГ на речном флоте решает экологич. безопасность, а также позволяет использовать его в рефрижераторных системах.

Лит.: Васильев Ю. Н., Гриценко А. И., Золотаревский Л. С., Транспорт на газе, М., 1992; Энергосберегающие технологии при добыче, транспорте и использовании газа в России и за рубежом (под ред. А. И. Гриценко), М., 1997; Перспективы и опыт применения сжиженного природного газа на объектах ОАО «Газпром», М., 2002. Ю. А. Бакиров.

СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА – один из крупных, относительно устойчивых участков континентальной земной коры. Относится к древним (дорифейским) платформам. Занимает ср. часть Сев. Азии. По данным глубинных сейсмич. исследований, мощность земной коры в пределах внутриплатформенных выступов архейского фундамента достигает 50 км, в пределах «зеленокаменных» поясов она уменьшается до 40 км.

Совр. границы платформы оформились в мезозое и кайнозое и хорошо выражены в рельефе. Зап. граница совпадает с долиной р. Енисей. Однако, по данным бурения, фундамент платформы является также основанием для геологич. структур вост. части Зап. Сибири. Сев. граница приурочена к юж. части гор Бырранга, восточная – к низовьям р. Лена (Верхоянскому орогену и хр. Джугджур). Юж. граница трассируется вдоль

Станового, Яблоневого и Приморского хребтов и Гл. Саянского разлома.

В пределах платформ обособляются древние архейские выступы (кратоны): Алданский щит, Анабарский, Оленекский, Мунский своды и др., разделенные ортогональной системой протерозойских («зеленокаменных») поясов. Система включает краевые и внутриплатформенные зоны, контролирующие области позднекембрийской, палеозойской и мезозойской седиментации. В пределах этих зон выделяются Тунгусская и Вилюйская синеклизы, Ангаро-Ленский (Байкало-Патомский) краевой прогиб, Ангаро-Вилюйский, Енисей-Хатангский прогибы, Ангаро-Ленская (Непско-Ботуобинская) ступень, Канско-Тасеевская, Линденская, Тонкинская впадины и др.

Фундамент платформы слагают преим. докембрийские глубоко метаморфизованные породы, включающие протоплатформенный чехол. С осадочным чехлом платформы связаны крупнейшие залежи каменного угля (Тунгусский, Ленский, Канско-Ачинский угольные бассейны и др.), каменной и калийной солей, нефти и газа. К фундаменту и трапповым интрузиям приурочены медно-никелевые м-ния Удокана, Норильска, к кимберлитовым трубкам – м-ния алмазов Мирнинского р-на Якутии.

Рифтогенная природа позднекембрийско-кембрийских впадин обусловила концентрацию большей части объема доплитных рифейских толщ в пределах грабенообразных прогибов. Пострифтовые палеозойско-кайнозойские образования плитного чехла характеризуются размытом значительной части своего разреза в пределах антеклиз (Непско-Ботуобинской) и сводов; они формируют собственно плитный чехол. Структура осадочного разреза характеризуется наличием семи литолого-стратиграфич. комплексов.

Рифейский комплекс представлен карбонатно-терригенными, краснопестроцветными породами мощностью 4000–5000 м, выполняющими авлакогены и пологие впадины. Вендско-кембрийский комплекс сложен мелководными терригенными и терригенно-карбонатными отложениями, а в Ангаро-Ленском прогибе – и соленосными (нижний – ср. кембрий) толщами мощностью 3000 м. Ордовикско-силурийский комплекс представлен пестроцветными терригенными породами, а также известняками и доломитами мощностью 1000–1500 м. Девонско-нижекаменноугольный комплекс распространен ограниченно; на Ю. девон представлен континентальными красноцветными толщами с траппами, на С. – пестроцветными карбонатно-терригенными отложениями; в Вилюйской синеклизе – мощной трапповой толщей и соленосными отложениями мощностью 5000–6000 м. Среднекаменноугольный – среднетриасовый комплекс развит в Тунгусской синеклизе и представлен угленосной толщей ср. карбона – перми мощностью до 1000 м и триасовой вулканогенной толщей (3000–

4000 м), подразделяющейся на нижнюю – туфовую и верхнюю – лавовую части (недифференцированные толеитовые базальты); все отложения прорваны дайками, штоками и силлами базальтов; в девоне, триасе и мелу на С. В. платформы образуются кимберлитовые трубки взрыва. Верхнетриасовый – меловой комплекс сложен континентальными и реже морскими песчано-глинистыми угленосными отложениями мощностью 4500 м, распространенными лишь на окраинах платформы. Кайнозойский комплекс развит локально и представлен континентальными отложениями, корами выветривания и ледниковыми образованиями. На Анабарском массиве известна палеогеновая Попигаевская астроблема.

С.п. характеризуется интенсивным магматизмом, проявившимся в раннем протерозое, рифее – раннем кембрии, ср. палеозое, позднем палеозое – триасе и в позднем мезозое. По объему преобладает (больше 1 млн. км³) трапповый магматизм.

К территории Анабарской, Алданской, Непско-Ботуобинской антеклиз, Ангаро-Ленской ступени, Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, Предпатомского регионального прогиба приурочена крупнейшая *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*, где осн. нефтегазоносными комплексами являются терригенно-карбонатные образования позднего крпифозоя и палеозоя.

Хатангско Вилюйская нефтегазоносная провинция приурочена к сев. и вост. перикратонным обрамлениям платформы, и пром. нефтегазоносность здесь связана с терригенными морскими и континентальными отложениями перми и мезозоя.

Ю. Б. Силантьев.

СИНТЕЗ-ГАЗ – смесь оксида углерода и водорода, промежуточный продукт при переработке природного газа в полезную химич. продукцию.

Из С.-г. получают след. продукты: оксигенанты – метанол, диметиловый эфир (ДМЭ) и др.; широко кипящая фракция углеводородов – синтетич. нефть; отд. углеводородные фракции – синтетич. моторные топлива.

Метанол (СН₃–ОН) при *нормальных условиях* жидкость. Используется для произ-ва формальдегида, метил-третбутилового эфира (МТБЭ), уксусной кислоты и др. продуктов. Применяется также в качестве *ингибитора гидратообразования* при разработке м-ний природного газа и его транспортировке. Суммарная годовая мощность по произ-ву метанола в России 2,8 млн. т.

Диметиловый эфир (СН₃–О–СН₃) при нормальных условиях бесцветный газ с запахом хлороформа. ДМЭ легко сжигается, в сжиженном состоянии по своим физико-химич. показателям близок к пропану. Используется в качестве пропеллента (инертное химич. вещество, с помощью к-рого создается избыточное давление) в аэрозольных баллонах, а также как хладагент. Мировое произ-во 150 тыс. т/год. В России в пром. масшта-

бе не производится. В перспективе возможно его применение в качестве экологически чистого дизельного топлива, альтернативного нефтяному, т. к. при его сгорании не образуется сажа и оксиды серы.

Синтетическая нефть и синтетические моторные топлива отличаются от углеводородных дистиллятных фракций природного происхождения экологич. чистотой, т. к. не содержат ароматич. углеводородов, серы и азота. При работе дизельного двигателя на синтетич. моторном топливе выбросы вредных веществ в атмосферу заметно ниже, чем при использовании нефтяного топлива.

Существующие и разрабатываемые технологии превращения природного газа в оксигенанты и синтетич. углеводороды являются многостадийными, состоящими как минимум из трех стадий. На 1-й стадии природный газ, состоящий преим. из метана, превращают в С.-г. с помощью паровой каталитич. конверсии или частичного окисления природного газа. Это самая энергоемкая стадия процесса. При паровом риформинге природного газа водяной пар и/или углекислый газ реагируют с молекулами метана при темп-рах 800–900 °С, давлении 3 МПа в присутствии никелевого катализатора. Конверсия метана в С.-г. 85–90%.

Получение С.-г. при парциальном (неполном) окислении метана происходит при темп-рах 1200–1500 °С, давлении 4 МПа без катализатора. В качестве окислителя используют воздух или кислород. Конверсия метана в С.-г. 85–90%.

Очищенный от вредных и балластных примесей С.-г. поступает на 2-ю стадию – в реактор каталитич. синтеза, где на неподвижном или подвижном слое катализатора в газовой или суспензионной реакционной зоне С.-г. превращается в многокомпонентную парожидкостную смесь, содержащую целевые полупродукты или конечные продукты (процесс Фишера-Тропша). Синтез углеводородов происходит в присутствии катализаторов на основе железа или кобальта при темп-ре 200–300 °С, давлении от 1 до 4 МПа. В процессах синтеза жидких углеводородов в сларри-реакторе степень превращения С.-г. в целевые продукты за проход составляет 80–90%.

Разделение парогазожидкостных продуктов катализа с выделением целевых продуктов и их вторичной переработки происходит на след. стадии, когда проводят гидрокрекинг и гидроизомеризацию длинноцепочечных парафинов в короткоцепочечные углеводороды нормального и изомерич. строения. Образовавшуюся смесь жидких углеводородов подвергают фракционированию с получением сжиженных газов, бензина, дизельной фракции, масла, синтетич. нефти и т. д.

Мировое произ-во синтетич. дистиллятов не превышает 2 млн. т в год (0,16% от ежегодного объема произ-ва бензина и дизельного топлива). Себестоимость синтетич. дистиллятов (бензин, дизельное

топливо), получаемых с применением существующих технологий конверсии природного газа, превышает себестоимость аналогичных продуктов из нефти.

В России на начало 2003 реализованной в пром. масштабе технологии синтеза синтетических углеводородов из природного газа нет.

Процесс произ-ва метанола происходит также в три стадии: произ-во С.-г. паровым риформингом природного газа; конверсия С.-г. в метанол-сырец на катализаторе, содержащем медь; очистка метанола-сырца ректификацией. Совр. катализаторы обеспечивают высокую селективность (99%) при темп-ре 220–280 °С и давлении 5–10 МПа. Ведущими производителями метанола в России являются АО «Метафракс» (г. Губаха Пермской обл.) и АО «Метаформ» (г. Томск).

В основе пром. синтеза ДМЭ лежит реакция дегидратации метанола. Синтез проводят при давлении 1 МПа, темп-ре 300–400 °С в адиабатич. реакторе в присутствии катализатора (оксид алюминия). Конверсия метанола за один проход составляет ок. 80%.

В России реализов. технологии синтеза ДМЭ из природного газа на начало 2003 не существовало. С. В. Шурупов.

СИСТЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ скважин – площадное расположение забоев газовых скважин разл. назначения для вскрытия или продуктивной толщ. Это могут быть эксплуатационные, наблюдательные, спец. скважины и др. С.р. обосновывается на основании газогидродинамич. расчетов и технико-экономич. обоснования.

Необходимо различать С.р. устьев скважин на площади газоносности (*кустовое размещение* устьев скважин) и С.р. их забоев. При существовавшей ранее системе стр-ва вертикальных скважин С.р. устьев и забоев практически совпадали. Так, на сеноманских газовых залежах м-ний Медвежье и Уренгойское в Зап. Сибири миним. разница между забоями скважин достигала 50–70 м, а расстояние между устьями скважин куста до 20 м. По мере освоения технологии *наклонно-направленного бурения* из одного куста устьев скважин их забои могли отдаляться друг от друга до 1 км и более.

В связи с этим в практике *разработки месторождений* природного газа принято различать две С.р.: С.р. забоев скважин по продуктивной толще м-ния как *система разработки*; размещение устьев скважин как *система сбора газа* на промысле.

Площадная С.р. забоя *эксплуатационной газовой скважины* представляет собой: равномерные сетки (4-, 3-угольные, рядные); неравномерные регулярные сетки с концентрацией забоев на определенных площадях (как правило, на наиболее продуктивных участках) в виде квадратных сеток, круговых батарей и др.; смешанные сетки. В общем случае тип площадной С.р. и расстояние между скважинами устанавливаются на основа-

нии технико-экономич. анализа разл. вариантов.

С.р. устьев эксплуатационных газовых скважин на поверхности реализуется следующим образом: равномерное (площадное) размещение для скважин с вертикальными стволами; концентрированное размещение (кустовое размещение) для скважин с наклонно-направленными стволами.

Т.о., кустовое размещение устьев эксплуатационных газовых скважин может быть связано как с кустовым размещением забоев, так и с их равномерным размещением на площади газоносности.

Размещенные на площади газоносности забои скважин могут вскрывать только часть продуктивной толщ., представленной несколькими самостоятельными пластами (пропластками), или всю продуктивную толщ. единым забоем. В связи с этим в структуре системы разработки м-ний природного газа выделяют систему вскрытия продуктивной газонасыщенной толщ., характеризующей степень объединения в едином забое продуктивной толщины или объединения единым забоем разл. продуктивных пластов с целью создания единого *эксплуатационного объекта*.

Наиболее распространено неравномерное размещение скважин по площади газоносности. Это объясняется тем, что разведочные скважины, переводимые со временем в разряд эксплуатационных, искажают принимаемую к реализации С.р. Кроме того, значительный период времени продолжается бурение эксплуатационных скважин, т.е. до окончания разбуривания размещение скважин в значительной мере является неравномерным.

Лит.: Лапук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природного газа, М.–Л., 1948; Коротаяев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ месторождения природного газа – комплекс инж. решений по технологии и технич. средствам извлечения углеводородов из недр и упр-нию этим процессом. С.р. определяет: кол-во и состав *эксплуатационных объектов*; *методы разработки*; *темпы отбора* углеводородов из пласта; размещение и плотность сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин (*система размещения* скважин); режимы эксплуатации скважин (*технологические режимы эксплуатации* скважин); системы, технологии и средства контроля и регулирования процессов, происходящих в горн. породах м-ния и окружающей геологич. среде – геотехнологич. мониторинг за разработкой.

После реализации принятой в проектных документах С.р. осуществляется ее пром. эксплуатация, связанная с добычей углеводородов и поставками их потребителю в системы *магистральных трубопроводов*.

В процессе разработки проводится *анализ разработки*, по результатам к-рого устанавливается эффективность реализованной С.р. и в случае необходимости ее модернизация.

Коррективы в С.р. вносятся на основе новых проектных документов, в к-рых дается геотехнологич. и технико-экономич. обоснование их целесообразности (реконструкции, модернизации и пр.).

Лит.: Коротаяев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхириев Р. И., Коротаяев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

СИСТЕМА СОПРЯЖЕННОГО МОНИТОРИНГА – системная совокупность разл. методов изучения и прогнозирования процессов поведения геосистемы, содержащей м-ния природного газа, при использовании разл. геотехнологий его извлечения. Совокупность методов включает современные геологич., геофизич., геодинамич., газогидродинамич., геохимич., аэрокосмич. и др. методы, а также программно-вычислительные комплексы (включая экспертные системы) для интерпретации результатов наблюдений и моделирования поведения геосистемы, включая прогноз техногенных последствий (физико-механич., теплофизич., биохимич.) разработки м-ний природного газа.

С.с.м. позволяет зафиксировать любого рода изменения, происходящие при разработке газовых м-ний в геологич. среде и на площади газоносности, дать прогноз возможных техногенных последствий этих процессов, наметить и реализовать инж. решения по предупреждению нежелательного развития процессов.

Лит.: Вяхириев Р. И., Коротаяев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1998; Вяхириев Р. И. и др., Теория и опыт добычи газа, М., 1998.

Г. А. Зотов.

СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА – разветвленная сеть внутрипромысловых трубопроводов, соединяющих единичные скважины и кусты скважин с установками промысловой подготовки, а также устройствами, обеспечивающие надежное функционирование этой сети трубопроводов. В С.с.г. входят также: системы распределения и ввода ингибиторов (коррозии, солеотложения и гидратообразования); системы периодич. очистки полостей трубопроводов от жидкой и твердой фаз; устьевые и путевые подогреватели; установки предварительной сепарации газа, расположенные на отд. скважинах и кустах скважин, системы КИП, включая измерение темп-ры, давления, *дебита* скважин, темп-ры вдоль шлейфа и др.

Сбор газа или сбор продукции газовых и газоконденсатных скважин (*сырого газа*; выпавшего в стволе скважины и шлейфе *нестабильного конденсата*, возможно, с примесями нефти; пластовой и конденсационной воды; *ингибиторов коррозии*, *ингибиторов гидратоотложения* и солеотложения, введенных в ствол

скважины или в шлейф при необходимости) – это технологич. процесс внутрипромысловой транспортировки газа от скважины до установок подготовки его к дальнейшему транспорту.

Внутрипромысловые газопроводы обычно подразделяют на шлейфы и газосборные коллекторы, различающиеся диаметром труб. Газопроводы малого диаметра от одиночных скважин (внутр. диаметры 102, 125, 150 мм) или от кустов скважин (диаметром 219, 279, 325, реже 426 и 500 мм) в газовой пром-сти наз. шлейфами (аналогичные трубопроводы от нефтяных скважин наз. выкидными линиями). Газовые потоки с нескольких шлейфов могут объединяться в газосборный коллектор – трубопровод (диаметром 325, 426 и 500 мм), ведущий к установкам промышленной обработки сырого газа.

Т.о., шлейфы – это газопроводы, начинающиеся со скважин или кустов скважин и заканчивающиеся либо на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ) в месте регулирования давления и распределения газа (такая система ранее наз. «гребенкой», сейчас – пунктом или зданием переключающей арматуры и т.п.), либо врезкой в газосборные коллекторы. Часто шлейфы кустов скважин достаточно большого диаметра называют также газосборными коллекторами.

Следует отметить, что с куста скважин, пробуренных на один эксплуатационный объект, чаще всего проектируется один общий шлейф. Если же в кусте имеются скважины на разные эксплуатационные объекты, то целесообразно для каждого такого объекта проектировать свою С.с.г. (т.е. на каждый эксплуатационный объект – свой шлейф с куста скважин). При стр-ве мощных и сверхмощных кустов скважин (св. 20 скважин в кусте), разрабатывающих один эксплуатационный объект, с целью повышения надежности и технологич. гибкости С.с.г. проводятся конструктивные проработки двухтрубных систем сбора с двумя шлейфами от куста скважин. Для кустов с небольшим кол-вом скважин при наличии двух эксплуатационных объектов прорабатываются варианты однотрубных систем сбора с применением кустовых эжектирующих устройств для

выравнивания давлений двух групп скважин.

Наибольшее практич. применение получили след. С.с.г.: индивидуальная, групповая, централизованная, децентрализованная. Выбор той или иной системы обусловлен рядом технологич. и историч. факторов, и, по существу, в развитии и совершенствовании схем сбора газа наглядно отражается история отечеств. газовой пром-сти.

В период 30–50-х гг. 20 в. (период становления газовой пром-сти России) в разработку вводились лишь небольшие газовые м-ния, расположенные гл. обр. в Саратовской, Куйбышевской и Оренбургской областях, а также в Ухтинском районе Респ. Коми, расположенных в Европ. части страны. В этот период были разработаны и получили распространение индивидуальные схемы сбора и обработки газа. В рамках таких схем практически при каждой или для нескольких близлежащих скважин проектировался и эксплуатировался свой компактный очистной комплекс (сепараторы, конденсатосборники), предназначенный для первичной сепарации газа от механич. примесей и пластовой воды (выделявшийся в незначительном кол-ве газовый конденсат зачастую сжигался). При необходимости на скважине предусматривалась индивидуальная система хранения и подачи ингибиторов гидратообразования в ствол скважины или шлейф. После прискважинной сепарации газ по шлейфу подавался в газосборный коллектор и далее на газораспределительный пункт, где проводилась его дополнительная сепарация с последующей подачей в магистральный газопровод.

В зависимости от конфигурации газосборных коллекторов можно выделить три осн. типа индивидуальных схем сбора (рис. 1): линейная, лучевая и кольцевая. Та или иная конфигурация газосборных коллекторов определяется формой газоносной структуры, особенностями размещения скважин на м-нии, их числом, а также требованиями надежности системы. Напр., линейный коллектор наиболее характерен для м-ний с вытянутой площадью газоносности, в то же время закольцованный коллектор в наибольшей степени отвечает требованиям на-

дежности эксплуатации. Поскольку в России в нач. 21 в. разрабатываются гл. обр. крупные м-ния, то индивидуальная схема сбора практически не применяется. Исключение составляют случаи эксплуатации одиночных скважин на собств. нужды в начальный период освоения м-ний. При последующем освоении малых и средних м-ний в центр. и юж. районах России вновь возникает потребность в индивидуальных С.с.г. и в малогабаритных установках подготовки газа.

В 1960-е гг. в быв. СССР в разработку стали вводиться относительно крупные м-ния (напр., Северо-Ставропольское, Шебелинское на Украине, Газлинское в Ср. Азии и др.). При проектировании систем обустройства этих м-ний выявились след. недостатки индивидуальных схем сбора и промышленной обработки газа: для обслуживания скважин и прискважинного оборудования требуется значительное кол-во квалифициров. персонала; промышленное оборудование «разбросано» по большой территории, что приводит к высокой металлоемкости коммуникаций, значительной протяженности промышленных дорог и т.п.; сложность надежного функционирования систем дистанционного упр-ния технологич. режимом скважин и промышленного прискважинного оборудования.

Поэтому в дальнейшем стали применять экономически и технологически более прогрессивные групповые схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа. В рамках этих схем газ со скважин подается по шлейфам на сборные пункты (на установки предварительной подготовки газа – УППГ), где проводится замер и первичная сепарация газа. Затем газ подается в систему газосборных коллекторов (иногда закольцованную для повышения надежности), в к-рых газ поступает на групповой или центр. газосборный пункт – нилье УКПГ, к-рый может совмещаться с головными сооружениями магистрального газопровода. На газосборном пункте газ проходит окончательную очистку и осушку и поступает в магистральный газопровод. Такая групповая схема была названа централизованной (рис. 2, а), поскольку в этой схеме газ не может быть подан в магистральный газопровод, минуя газосборный пункт.

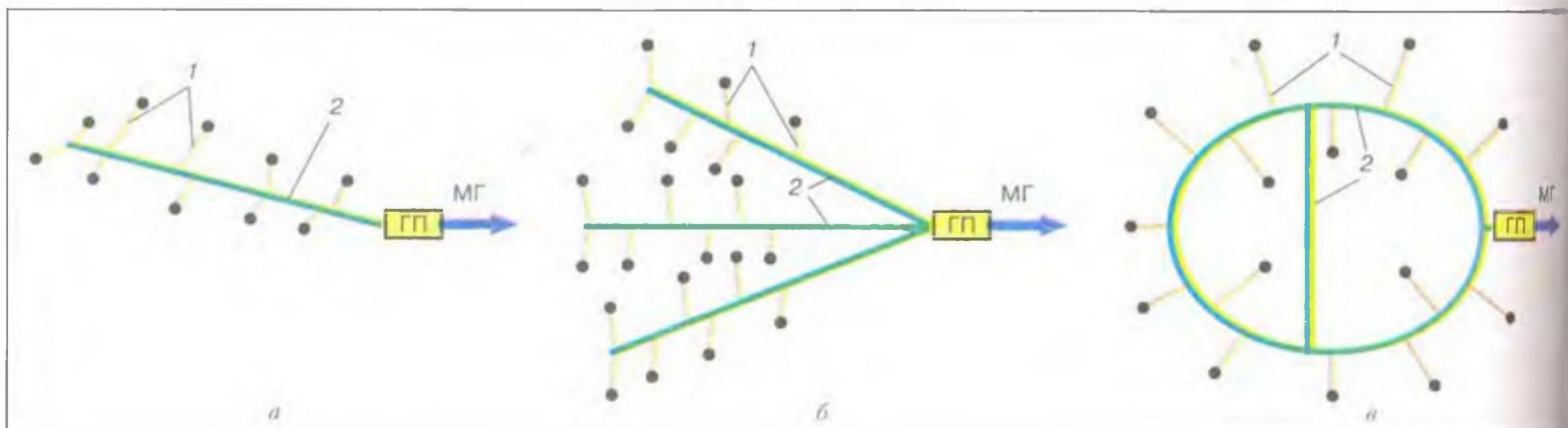


Рис. 1. Индивидуальная схема сбора: а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; 1 – шлейф; 2 – газосборный коллектор; ГП – газовый пункт; МГ – магистральный газопровод.

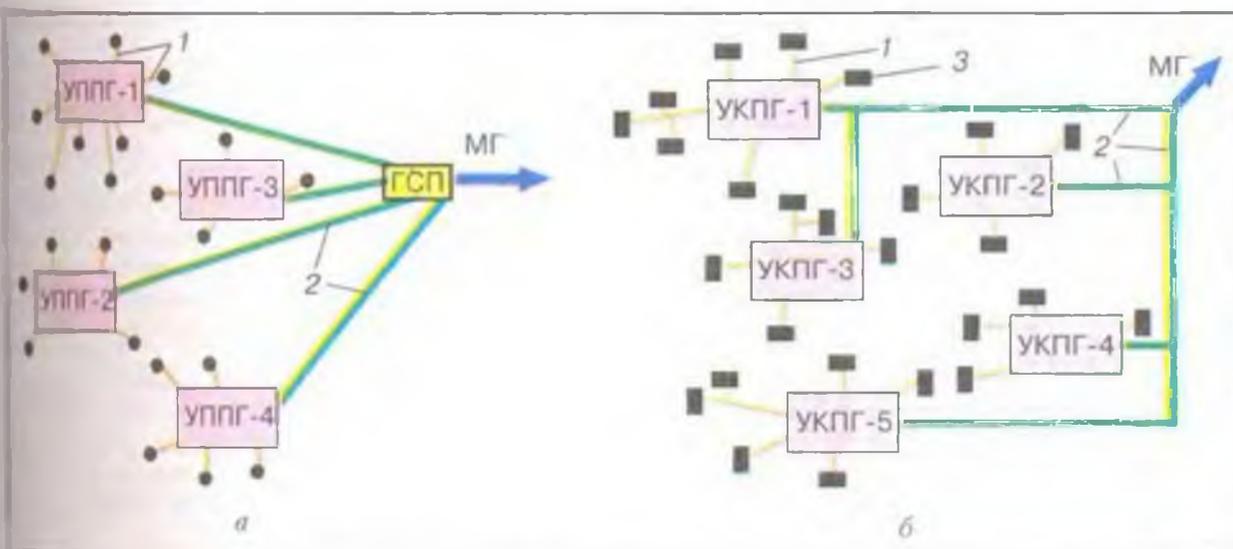


Рис. 2. Централизованная (а) и децентрализованная (б) схемы сбора газа: 1 – шлейф; 2 – газосборный коллектор; 3 – куст скважин; ГСП – газосборный пункт; МГ – магистральный газопровод; УППГ – установка предварительной подготовки газа; УКПГ – установка комплексной подготовки газа.

сборный пункт (УКПГ). В то же время кол-во сборных пунктов может быть достаточно большим (на Шебелинском газом-м-нии их было 27). Групповая централизованная схема является осн. типовой схемой сбора для м-ний средней полосы России. Практически по этой же схеме был обустроен ряд относительно небольших м-ний Тюменской обл., где построено по одной УКПГ (Пунгинское, Игримское, Похромское и Вынгануровское газом-м-ния).

Генеральным направлением развития газовой пром-сти в 1970–80-е гг. стало освоение уникальных газовых и газоконденсатных м-ний Тюменской обл. в Зап. Сибири. С целью резкого сокращения капитальных и эксплуатационных затрат на освоение крупных и гигантских северных м-ний России была разработана групповая децентрализованная схема сбора газа (рис. 2, б). По этой схеме газ от кустов скважин подается по шлейфам (или газосборным коллекторам) на УКПГ большой производительности, где проходит полную промысловую обработку в соответствии с требованиями отраслевого стандарта, а затем подается в *газотранспортную систему* (промысловый коллектор или головной участок магистрального газопровода). На крупных м-ниях может быть несколько УКПГ: напр. на *Медвежьем месторождении* построено 9 УКПГ, на *Ямбургском месторождении* – 7 УКПГ (сеноманская залежь), 1 УКПГ и 2 УППГ (валанжинская залежь), на *Уренгойском месторождении* – 15 УКПГ (сеноманская залежь), 1 УКПГ и несколько строящихся (валанжинская залежь), на *Бованенковском месторождении* планируется построить 3 сверхмощных УКПГ.

При рассматриваемом подходе к проектированию обустройства крупных м-ний (укрупнение кустов, увеличение производительности УКПГ) возникает актуальная задача оптимизации кол-ва и производительности УКПГ не только с т. зр. сокращения капитальных затрат, но и обеспечения достаточной степени надежности системы в целом. Так, на Бованенковском м-нии рассматривались варианты стр-ва двух, трех и четырех УКПГ.

Расчетное моделирование с использованием теории надежности показывает, что сокращение кол-ва УКПГ до двух резко повышает степень экологич. риска и снижает *надежность систем газоснабжения* (особенно в зимний период пиковых потреблений газа, когда наиболее вероятны аварийные ситуации), тогда как увеличение кол-ва УКПГ более трех значительно повышает капитальные затраты: оптимальным оказывается стр-во трех УКПГ.

Учитывая совр. тенденции проектирования сверхмощных УКПГ (соответственно с уменьшением их кол-ва на м-нии) и, как следствие, увеличение числа скважин, подключаемых к УКПГ, и значительное увеличение расстояний от кустов скважин, перспективным является проектирование групповых систем сбора газа, оптимальным образом сочетающих достоинства централизованных и децентрализованных схем. Осн. особенность этих схем состоит в делении кустов скважин на 2–3 группы (ближние, средние, дальние) в соответствии с длиной их шлейфов. Причем промысловая обработка сырого газа, поступающего с каждой группы кустов, осуществляется на своих технологич. линиях УКПГ. При этом газ дальних кустов может проходить первичную сепарацию на УППГ, откуда по коллектору большого диаметра приходит на УКПГ. Как показывает детальный технологич. анализ, такой подход в принципе дает возможность существенно сократить не только расход ингибиторов гидратообразования (прежде всего, речь идет о *метаноле*), но и отказаться от традиционных систем регенерации ингибиторов, а также существенно снизить концентрацию ингибиторов в *сточных водах* УКПГ, закачиваемых в поглощающие горизонты. Более того, данная технологич. схема повышает надежность эксплуатации С. с. г.

После выбора С. с. г., выбора общей структуры и протяженности газосборных сетей проектируемой УКПГ возникают последующие задачи подбора способов прокладки шлейфов и коллекторов, оптимизации их диаметров и толщины труб.

Так, для газовых и газоконденсатных м-ний в районе Нового Уренгоя (в частности, для Песцового м-ния) наиболее приемлемым считается подземный способ прокладки трубопроводов с теплоизоляцией пенополиуретановыми скорлупами (толщина изоляции 50 мм). Этот способ выбран исходя из опыта эксплуатации газосборных сетей Медвежьего и Уренгойского м-ний, где испытаны подземные способы прокладки тепло- и теплоизолированных трубопроводов. Для более северных м-ний (Ямбургское, Бованенковское и др.) разработаны технич. решения по надземной прокладке теплоизолированных трубопроводов на низких опорах, что связано с особенностями строения верх. части разреза *многолетнемерзлых пород*, а также возможностью подтопления территории в теплое время года. Внутр. диаметр трубопровода и толщина теплоизоляции подбираются исходя из требования обеспечить проекционную пропускную способность трубопровода с приемлемыми гидравлич. потерями, а также, по возможности, минимизировать расход ингибиторов гидратообразования. Потери давления не должны превышать 0,05–0,1 МПа на 1 км шлейфа. Кроме того, ставится условие на ниж. границу скорости газового потока с тем, чтобы обеспечивать вынос жидкой фазы из рельефного трубопровода. Решение этих вопросов достигается посредством анализа вариантов прогнозных термодинамич. расчетов режимов эксплуатации трубопроводов. Прогноз термобарич. режима шлейфов и коллекторов позволит также решить вопрос о целесообразности или нецелесообразности установки устьевых подогревателей газа на кустах скважин.

Трубы для газопроводов-шлейфов и газопроводов-коллекторов выбирают в соответствии с инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной пром-сти. Разработаны также методики определения толщины стенки газопроводов при *рабочем давлении* газа св. 10 МПа в зависимости от способа прокладки трубопровода. Прокладка трубопроводов надземно на опорах предполагает использование методик расчета трубопроводов на статич. и динамич. воздействия, что позволяет дать рекомендации по расстояниям между опорами, по размерам компенсационных участков (обычно предлагаются П-образные компенсаторы) и по гашению резонансных колебаний в ветровом потоке.

Применительно к м-ниям п-ова Ямал проработаны конструкции теплоизолированных трубопроводов, включающие *антикоррозионное покрытие*, собственно теплоизоляционное и защитное покрытия (последнее препятствует попаданию влаги в теплоизоляционное покрытие). В качестве материала теплоизоляции обычно используется пенополиуретан, наносимый на трубу методами напыления или заливки в формообразующие оболочки.

Лит.: Бекиров Т. М., Первичная переработка природных газов. М., 1987; Гриценко А. Н., Истомин В. А., Кульков А. П.

и др., Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999.

В. А. Истомин.

«СИС-ЯМАЛ» – специализированная информационная система экологической безопасности газового проекта «Ямал». Проект связан с освоением углеводородных ресурсов шельфа Ямал и строительством транспортных систем для природного газа и жидких углеводородов. Разрабатывается с 1998 рядом научных, отраслевых и академических организаций под руководством ВНИИгаза.

При освоении нефтяных и газовых месторождений, особенно в местах проживания коренных народов Крайнего Севера, требуется тщательное экологическое обоснование проектов, включая оценку возможных воздействий на природную среду, использование природосберегающих технологий, мониторинг природных условий. Поэтому проектирование, строительство и эксплуатация любых объектов разведки, добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья оцениваются прежде всего с точки зрения охраны окружающей среды.

Такой подход использован ОАО «Газпром» в реализации проектов первоочередного освоения ресурсов шельфа Ямал – *Бованенковского месторождения* и *Харасавейского месторождения*. Все проектные решения были подчинены цели минимизации нагрузок на природную среду и наиболее полного учета отдаленных последствий их воздействия на экосистему полуострова.

В проекте «Ямал» была предусмотрена разработка специализированной информационной системы, реализующей интегрированную информационную технологию накопления, обработки и преобразования данных в достоверную и комплексную информацию, необходимую для поддержки оптимальных проектных, технических и управленческих решений (рис. 1).

Система позволяет прогнозировать возможные изменения отдельных элементов и всего комплекса природной среды под воздействием техногенных нагрузок. В результате появляется возможность оптимизации таких проектных решений, как выбор мест расположения объектов, их конструктивные особенности и режим функционирования. Подобные прогнозы позволяют заблаговременно разработать методы защиты районов освоения и регламентации строительных работ, ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, а также создать систему *производственного экологического мониторинга* в районах промышленности и транспорта углеводородного сырья.

Информационная система «С.-Я.» состоит из структурных элементов трех уровней (рис. 2).

Базовый уровень системы – ее компоненты (инструментальные программные системы, стандарты представления и обмена данными, коды и классификаторы и др.), образующие среду для разработки функциональных подсистем. В качестве основных используются гео-



Рис. 1. Роль и место «СИС-Ямал» в информационном обеспечении добычи и транспорта газа.

информационная технология и средства визуального программирования.

Информационная технология реализуется через функциональные подсистемы.

Подсистема архивных банков (АБ) накапливает, систематизирует и преобразует во внутреннюю информационные стандарты данные об окружающей среде и промышленных объектах на магнитных носителях. Указанная информация аккумулируется в соответствующих блоках информаци-

онной системы: АБНИ – нормативная информация; АБММ – модели и методы расчетов; АБТС – технология сбора и обработки данных; АБТР – технико-экономические решения и др.

Подсистема интегрированного банка данных (ИБД), для которой исходными являются сформированные в АБ массивы данных, формирует и поддерживает связанное состояние данных на основе более сложной модели, учитывающей предметную область системы и

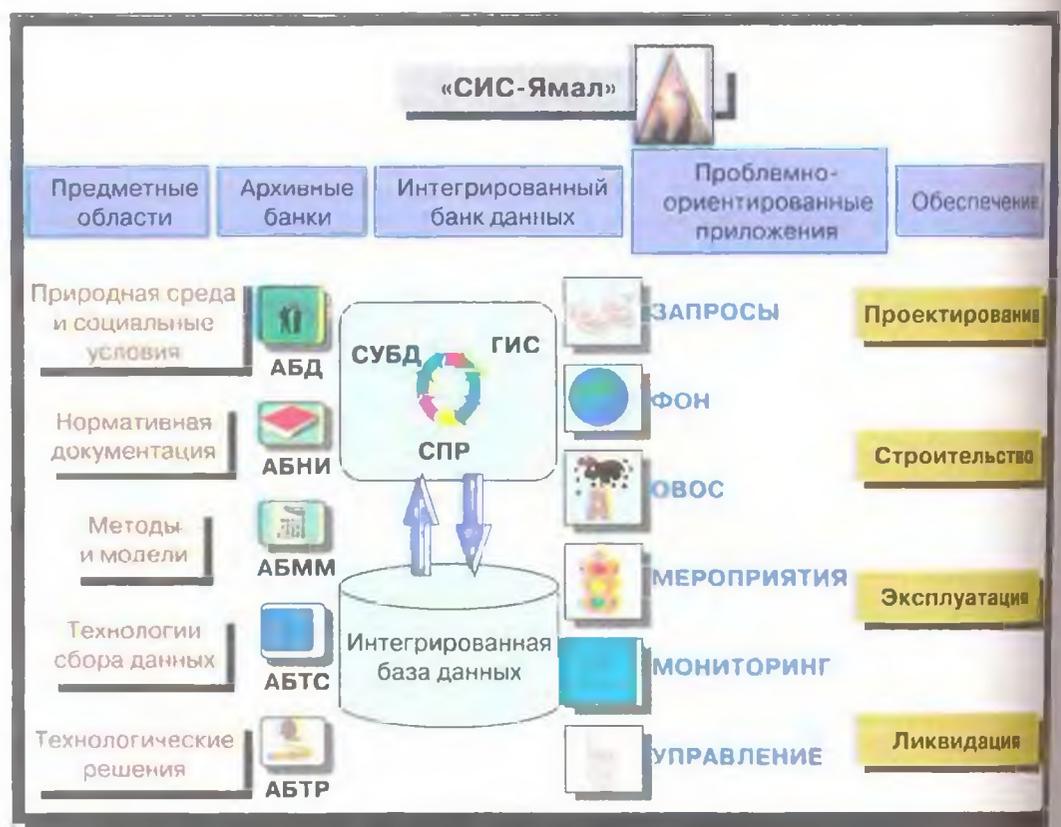


Рис. 2. Предметные области, архитектура и функции «СИС-Ямал».

функциональные требования, возникающие при использовании данных для проектирования пром. объектов и решения др. задач. Результаты работы ИБД – комплексная база данных (фактографич., текстовых и картографич.).

Подсистема проблемно-ориентированных приложений (ПРОП) – связанный комплекс системы управления базами данных (СУБД) и географич. информационной системы (ГИС). Это специально подобранные под конкретные прикладные задачи тематич. данные, знания и прикладные программы, интегрированные для получения информации, необходимой при выборе экологически и экономически оптимальных проектных решений. Приоритетные направления информационного обеспечения проектирования, стр-ва и эксплуатации объектов добычи и транспорта газа определяют основные прикладные задачи: **запросы** – предоставление по запросам информации в твердой копии или электронном виде по всей предметной области системы; **ФОН** – получение данных о характеристиках природной среды, соц. условиях, принятых технич. и технол. решениях; **ОВОС** – оценка воздействий на окружающую среду при стр-ве и эксплуатации объектов добычи и транспорта газа, разработка мероприятий по уменьшению опасных техногенных воздействий на окружающую среду; **мониторинг** – комплексная система наблюдений за состоянием природной среды,

соц. условий и инж. объектов в процессе стр-ва и эксплуатации; **управление** – упр-ние надежностью и безопасностью эксплуатации объектов добычи и транспорта газа.

При решении прикладных задач подсистема ПРОП позволяет использовать исходные данные об окружающей среде и пром. объектах (фактографич. данные); результаты предыдущих науч. исследований в текстово-графич. виде (текстовые данные); топографич. и тематич. карты, а также географически привязанные характеристики природной среды (пространственные данные).

Стандартизация и систематизация всех типов данных обеспечивается подсистемами АБ и ИБД в процессе реализации более ранних (по отношению к решению прикладных задач) этапов информационной технологии на основе созданных или выбранных кодов и классификаторов по разл. разделам предметной области. В «С.Я.» поддерживаются более 25 стандартов на форматы фактографич. и текстовых данных. Для пространственных данных поддерживаются стандарты ArcInfo: электронные карты топографич. основы в проекции Гаусса–Крюгера масштабов от 1:1 000 000 до 1:2 000 и тематич. карты или слои, привязанные к топографич. основе.

Одной из наиболее важных задач информационного обеспечения, выполняемых подсистемой ПРОП, является оценка воздействий пром. объектов на окружающую

среду (задача ОВОС), возникающих, напр., при: сбросе грунтов в море при стр-ве *подводного перехода*; проведении гидронспытаний газопровода; растеплении грунтов под газопроводом инж. объектами; *выбросах* в атмосферу при эксплуатации объектов добычи и транспорта газа; наводковом подъеме уровня речных вод; овражной эрозии ландшафтов в районе промысла и по трассе газопровода и др.

С использованием «С.Я.» были проведены прогнозные расчеты по растеплению грунтов за 25 лет эксплуатации подводного перехода через Байдаранскую губу, показаны расчетная область с обозначением положения трубы, мощности и глубины залегания слоев разл. типов грунтов, а также диаграммы глубины оттаивания грунта во времени вокруг трубы и величин соответствующих осадок. По результатам сравнения предельно допустимой и фактич. осадки было сделано заключение о безопасности укладки трубы на конкретном участке при выбранных параметрах. Т.о. пользователь получал исчерпывающую информацию об устойчивости подводного трубопровода, проложенного в мерзлых грунтах под дном Байдаранской губы при тех или иных режимах эксплуатации, что позволяет, в частности, определить необходимые для безопасной эксплуатации параметры теплоизоляционного покрытия.

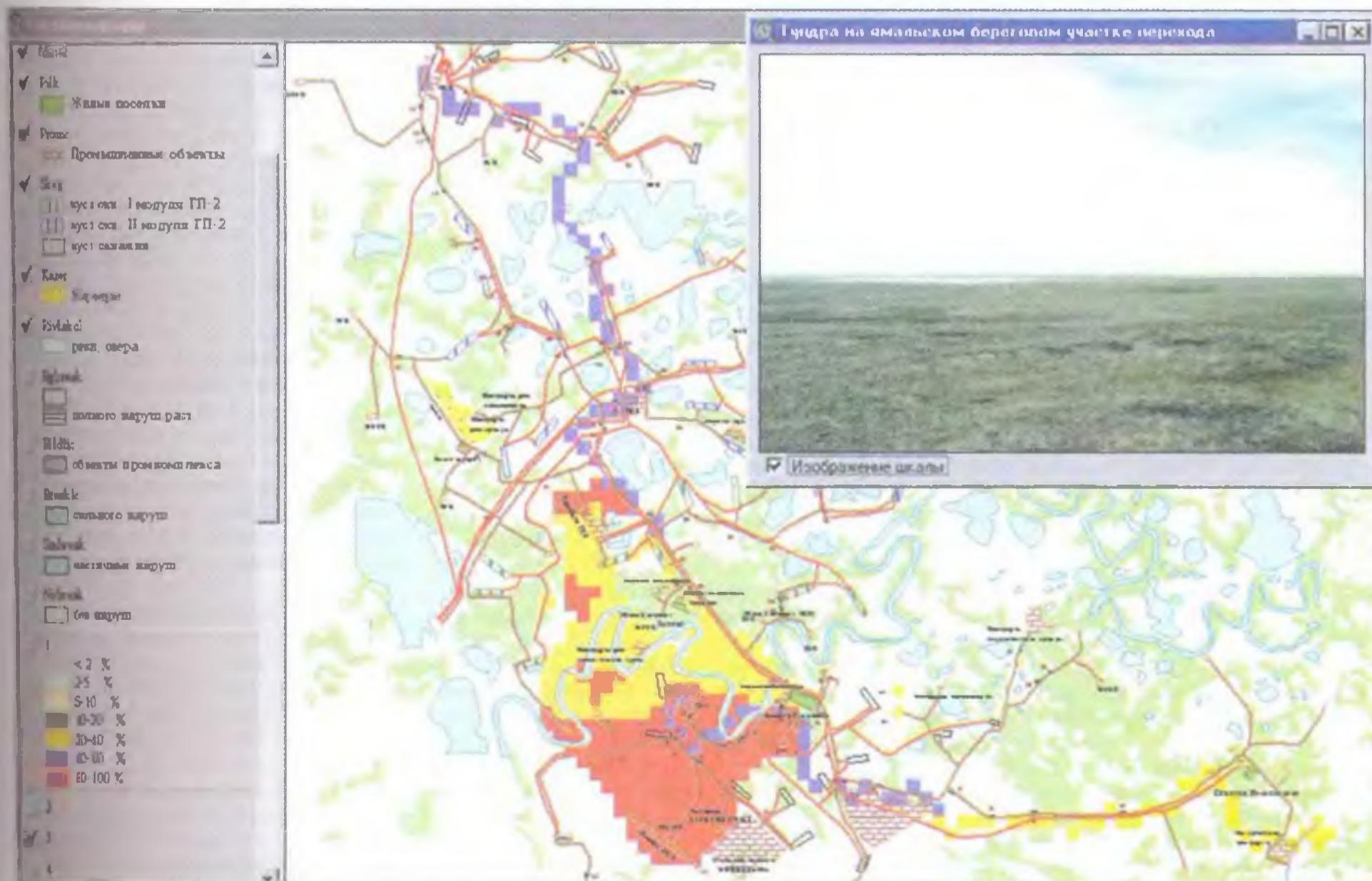


Рис. 3. Нарушения растительного покрова на территории Бованенковского месторождения за счет выбросов в атмосферу оксидов азота.

Оценка воздействия паводковых вод на пром. объекты Бованенковского м-ния в виде карт векторов течений была сделана с использованием аналитич. модуля, воспроизводящего поля скоростей и направлений течений паводковых вод для разл. гидрометеороусловий, при разл. вариантах расположения и размеров водопропускных систем (мостов и дренажных устройств), что позволяет найти оптимальные решения для проекта.

Для оценки овражной эрозии в р-не Бованенковского м-ния было разработано приложение, позволяющее рассчитать профили оврагов с заблаговременностью до 50 лет и вывести результат расчетов в виде изолиний профилей.

Для расчета уровня загрязнения атмосферы *газоперекачивающими агрегатами* Бованенковского м-ния служит аналитич. модуль, созданный на основе модели развития процесса распространения *загрязняющих веществ* в атмосфере при разл. состояниях динамики приземного слоя и связанный с базой данных, содержащей необходимые для расчета гидрометеорологич. характеристики. Получение характеристик загрязнения прямо связано с задачей прогнозирования схода растительного покрова. По первоначальным оценкам, сделанным в рамках ПРОП (задача ОВОС), техногенная нагрузка может привести к сходу растительности на пл. 600 км². На рис. 3 показан пример распределения степени нарушенности территории.

Лит.: Першиков В. И., Самохвалов В. М., Толковый словарь по информатике, М., 1991; Цвечицкий А. С., Шапочкин Д. А., Шершнев Л. В., Реализация модели распространения взвеси в море в рамках справочно-информационной системы «Ямал», в сб.: Проблемы математич. моделирования процессов газодобычи, М., 1997; Одишария Г. Э., Шершнев Л. В., Цвечицкий А. С. и др., Специализированная информационная система «Ямал» как технологическая основа для решения задач ОВОС и экологического мониторинга, в сб.: Материалы VIII междунар. деловой встречи «Диагностика-98», т. 1. М., 1998; Одишария Г. Э., Шершнев Л. В., Цвечицкий А. С. и др., Природоохранные аспекты информационного обеспечения объектов добычи и транспорта ямальского газа с применением геоинформационных технологий, в сб.: Геоинформатика в нефтегазовой отрасли, М., 1998.

Г. Э. Одишария, Л. В. Шершнев, А. С. Цвечицкий и др.

СКВАЖИНА – горн. выработка круглого сечения с диаметром во много раз меньше длины, образуемая в массиве горн. пород путем *бурения* и *крепления* без доступа в нее человека, с заранее заданным положением в пространстве. Начало С. наз. устьем; дно – забоем, боковая поверхность – стенкой. Частицы горн. породы, образующиеся при прохождении С., наз. *шлаком*. Расстояние от устья до забоя по оси ствола определяет длину С., а по проекции оси на вертикаль – ее глубину.

При разведочных работах, а также для добычи жидких и газообразных полезных ископаемых в толще земной коры проводятся небольшого диаметра и зна-

чительной длины цилиндрич. углубления, наз. буровыми С. Буровые С. проводят как с поверхности, так и из подземных горн. выработок, они могут иметь разл. пространственные формы (линейные, спиральные) и направления (вверх, вниз, горизонтальное, наклонное).

Целевое назначение С. может быть различным. С., бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки, разработки и эксплуатации газовых м-ний или залежей природного газа, подразделяются на след. категории.

Опорная С. бурится для изучения геологич. строения и гидрогеологич. условий крупных регионов, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений *геолого-разведочных работ* на нефть и газ.

С помощью параметрических С. изучают глубинное геологич. строение, делают сравнительную оценку перспектив нефтегазонакопления возможных зон нефтегазонакопления, выявляют наиболее перспективные районы для детальных геологич. работ, а также получают необходимые сведения о геолого-геофизич. характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и др. геофизич. исследований.

Структурная С. бурится с целью выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей (антиклинальные складки, зоны экранирования, выклинивания и т. д.). По полученным в результате бурения данным устанавливают условия залегания, литологич. состав и стратиграфич. положение изучаемых пластов в разл. точках, и на их основании строятся геологич. профили данной площади.

Поисковая С. бурится на площадях, подготовленных геолого-поисковыми работами (геологич. съемкой, структурным бурением, геофизич. и геохимич. исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых м-ний и выявления новых залежей на уже открытых м-ниях.

Бурение разведочных С. осуществляется на площадях с установленной пром. нефтегазонакопительностью с целью подготовки запасов нефти и газа пром. категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления технологич. схемы или проекта разработки залежи.

С помощью эксплуатационных С. разрабатываются и эксплуатируются залежи нефти и газа, а на *подземных хранилищах газа* – закачивают и отбирают газ. В категорию эксплуатационных С. входят добывающие (см. *Эксплуатационная газовая скважина*), оценочные, нагнетательные, наблюдательные и пьезометрич. С. *Оценочные скважины* служат для оценки коллекторов продуктивных горизонтов. Нагнетательные С. предназначены для закачки в *продуктивные горизонты* воды, газа, воздуха и др. агентов, наблюдательные и пьезомет-

рические С. – для наблюдения за изменением уровня *пластового давления*, темп-ры, отбора проб газа и воды, *подвижения газоводяных контактов* и *нефтеводяных контактов*, а также для проведения геофизич. исследований. К наблюдательным С. относятся также геофизич. С. и контрольные С. для вскрытия контрольного пласта при создании подземных хранилищ газа. К категории эксплуатационных относятся также С., предназначенные для термич. воздействия на пласт при разработке м-ний высоковязких нефтей.

Специальная С. бурится для сброса промысловых вод (поглотительная С.), ликвидации открытых фонтанов нефти и газа; разведки и добычи технич. вод. К числу специальных относятся резервная С., служащая для отбора газа из подземного хранилища в период пикового спроса на газ и для замены эксплуатационной С. при временном выходе ее из строя.

Необходимые для эксплуатации м-ния *газового промысла* и подземного хранилища газа С. и все пробуренные С. образуют *фонд скважин* газодобывающего предприятия.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91

К. И. Джифаров.

СКВАЖИННАЯ ГОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

добычи газа – науч. дисциплина о скважинном способе разработки м-ний полезных ископаемых; входит в систему горных наук. Изучает вопросы добычи газообразных, жидких и полужидких полезных ископаемых (газ, конденсат, нефть, вода, битуминозные породы), а также твердых полезных ископаемых путем их перевода в текучее состояние. С. г. т. решает задачи рационального воздействия на пласты и массивы горн. пород (с целью наиболее полного извлечения полезных ископаемых) и на *призбойную зону* (для повышения производительности добывающих или приемистости нагнетательных скважин).

Методы С. г. т. основываются на достижениях физики, химии, математики, геологии, термогидромеханики пластов, трубной гидравлики, подземной гидродинамики и др. С. г. т. тесно связана с технологиями бурения скважин, сборно-внутрипромыслового транспорта и техникой переработки полезных ископаемых. Для решения задач С. г. т. используются моделирование, пром. эксперименты, графич. и аналитич. методы, ЭВМ.

Впервые С. г. т. применили в 12 в. для добычи соляных рассолов из скважин, затем эти методы были использованы для добычи артезианских вод, с сер. 19 в. для добычи нефти и газа, с 40-х гг. 20 в. для добычи твердых полезных ископаемых.

Как науч. направление С. г. т. начинает формироваться с сер. 19 в. Первые теоретич. исследования по скважинным методам добычи относятся к 60-м гг. 19 в., когда были выведены формулы определения дебитов водяных скважин.

Со 2-й пол. 19 в. в связи с бурением скважин для добычи нефти развернулись исследования в области С. г. т. в нефтепромышленном деле.

С 1950-х гг. интенсивно развиваются технологии рациональной разработки газовых м-ний, учитывающие условия неразрывной цепочки «пласт – скважины – установки комплексной подготовки газа к транспорту – магистральный газопровод – потребитель» (Б. Б. Лапук, А. Л. Козлов, Ю. П. Коротаев, Е. М. Минский и др.). Разрабатывается технология эксплуатации газовых скважин с большим содержанием агрессивных компонентов в газе (сероводород, углекислый газ). Проводятся исследования в области создания и эксплуатации *подземных хранилищ газа* в водоносных или истощенных газовых пластах для обеспечения бесперебойного газоснабжения при суточных или сезонных колебаниях потребления газа. Закладываются основы технологии разработки крупных газовых и газоконденсатных м-ний. Для специфических условий м-ний Крайнего Севера используется принцип концентрированного размещения устьев газовых и газоконденсатных скважин. Предложена методика проектирования разработки, учитывающая приуроченность группы газоконденсатных м-ний к единой водонапорной системе (Б. Б. Лапук, Ф. А. Требин, С. Н. Закиров и др.). При разработке м-ний с высокими коллекторскими свойствами применяются скважины с увеличенным диаметром. Показана принципиальная возможность разработки *газопитательных залежей* с помощью С. г. т. (В. Г. Васильев, О. М. Макогон, А. А. Трофимук). В качестве методов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи предложены: регулирование отборов нефти и газа при неподвижности границы их раздела, закачка воды в зоны раздела нефти и газа, обратная закачка добытого газа после извлечения из него конденсата (до выработки осн. запасов конденсата) и др. Проводятся исследования по созданию методов извлечения выпавшего в пласте конденсата с помощью углеводородных и неуглеводородных растворителей.

Перспективы развития С. г. т. связаны с созданием технологий, повышающих *конденсатоотдачу* при разработке *газоконденсатных месторождений* (путем обратной закачки сухого газа в пласт и др.), с разработкой технологий добычи углеводородов на шельфах морей при глубинах воды св. 200 м и в ледовой обстановке.

СКВАЖИННАЯ СЕЙСМОРАЗВÉДКА

метод геофизич. исследований, основанный на возбуждении или регистрации упругих колебаний в скважинах, бурящихся на газ (нефть). Применяют разл. типы продольных волн. Осн. методы С. с.: сейсмич. каротаж (сейсмокаротаж) и вертикальное сейсмич. профилирование.

Сейсмокаротаж предназначен для определения ср. скоростей сейсмич. волн путем измерения времени распространения проходящих волн, возбуждаемых у устья или на нек-ром расстоянии от сква-

жины до скважинного сейсмоприемника, спускаемого на разл. глубины. Сейсмокаротаж с одним скважинным приемником является интегральным, поскольку получаемые данные о времени пробега волны и скорости усреднены для значительных толщ пород (св. 50–100 м), вскрытых скважиной. При дифференциальном сейсмокаротаже используется два и более скважинных сейсмоприемника. При этом получается информация об интервальных и пластовых скоростях участков вскрытого скважиной разреза (толщиной до 1–2 м).

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) выполняется многоканальным зондом со спец. прижимными устройствами, фиксирующими сейсмоприемники у стенки скважины. При ВСП изучаются волновые картины полей распространяющихся сейсмич. волн во вскрытых скважиной породах. Получаемые данные используются для точной привязки сейсмич. границ и оценки их отражающих свойств. При решении геологич. задач сводные сейсмограммы ВСП преобразуются во временные или глубинные разрезы.

Термины С. с. и вертикальное сейсмич. профилирование все больше понимаются как синонимы. Считается, что ВСП по сути охватывает весь существующий и возможный круг задач, стоящих перед скважинными сейсмич. наблюдениями. Способами ВСП предложено считать метод обращенного годографа (МОГ), а также глубинное сейсмич. торпедирование (ГСТ), называя эти способы соответственно обращенными ВСП и уровнями ВСП.

В. Г. Фоменко.

СКВАЖИНЫ НА ПХГ – обеспечивают оптимальный и безопасный технологич. режим эксплуатации *подземного хранилища газа* (ПХГ).

Эксплуатационные скважины служат для закачки и отбора газа. Отд. скважины иногда служат только для закачки или только для отбора газа, сохраняя функции эксплуатационных. Наблюдательные скважины используют для контроля за распространением газа по пласту-коллектору, изменением давления и положением *газоводяного контакта*. Кроме того, с их помощью геофизическими методами определяют газонасыщение пласта, отбирают пробы воды и газа. Геофизические скважины относятся к категории наблюдательных скважин спец. типа, в к-рых с целью повышения качества контроля и интерпретации геофизич. данных пласт-коллектор перекрыт неперфориров. эксплуатационной колонной. В контрольных скважинах объектом наблюдения являются вышезалегающие проницаемые горизонты. В поглотительные скважины закачивают в глубоководные горизонты пром. стоки (выносимую эксплуатационными скважинами *пластовую воду*, хозяйственно-бытовые и технологич. воды).

Число эксплуатационных скважин на ПХГ значительно выше, чем на м-ниях природного газа (обычно неск. десятков),

поэтому размещению скважин уделяется особое внимание.

Равномерное размещение эксплуатационных скважин (рис. 1, а, см. на стр. 414) в пределах газоводяного контакта встречается на ПХГ с газовым режимом работы пласта и в сравнительно однородном коллекторе. Оно обеспечивает при отборе и закачке газа такое распределение давления, при к-ром не будет больших *депресссионной воронки* и *репресссионной воронки*, приводящих к ухудшению показателей эксплуатации хранилища.

В пластах с низкими коллекторскими свойствами предпочтительно равномерное размещение эксплуатационных скважин. Неоднородность пласта-коллектора приводит к необходимости корректировки равномерной системы расположения скважин. Практически равномерного размещения эксплуатационных скважин по площади ПХГ не встречается, что обусловлено топографией местности, степенью застройки территории и наличием скважин старого фонда, перешедших из разработки м-ния. Теоретически размещение эксплуатационных скважин на многих объектах ПХГ может быть принято равномерным. При таком размещении *пластовое давление* вдали от скважин в заданный момент времени изменяется незначительно и близко к средневзвешенному, дебит скважин несколько выше, чем при других схемах их расположения. Поэтому при равномерном размещении общее число скважин на газохранилище минимальное.

Центральное (сводовое) размещение эксплуатационных скважин (рис. 1, б) используют при водонапорном режиме, в целях предотвращения массового обводнения скважин. Их располагают по равномерной сетке в сводовой части пласта, где лучшие коллекторские свойства. Такая схема размещения была реализована на Шелковском, Касимовском и других подземных хранилищах, созданных в водоносных пластах. Центр. размещение эксплуатационных скважин в период закачки газа способствует *перетокам* газа в зоны с пониженным давлением. Обратный переток газа в период отбора, как правило, происходит медленнее, что приводит к увеличению *буферного объема газа*.

Кустовое размещение эксплуатационных скважин (рис. 1, в) позволяет существенно сократить площади земель, отводимых под скважины. Вместе с тем при таком размещении образуется большая депрессионная воронка, приводящая к снижению дебитов скважин и увеличению их общего кол-ва. Для снижения эффекта взаимовлияния скважин при кустовом размещении рекомендуется бурение наклонных или горизонтальных скважин (рис. 2, см. на стр. 415), к-рые обеспечивают большую длину вскрытия продуктивных отложений по сравнению с вертикальными скважинами. Совр. уровень развития техники и технологии проводки скважин позволяет иметь горизонтальные отводы длиной в неск. км,

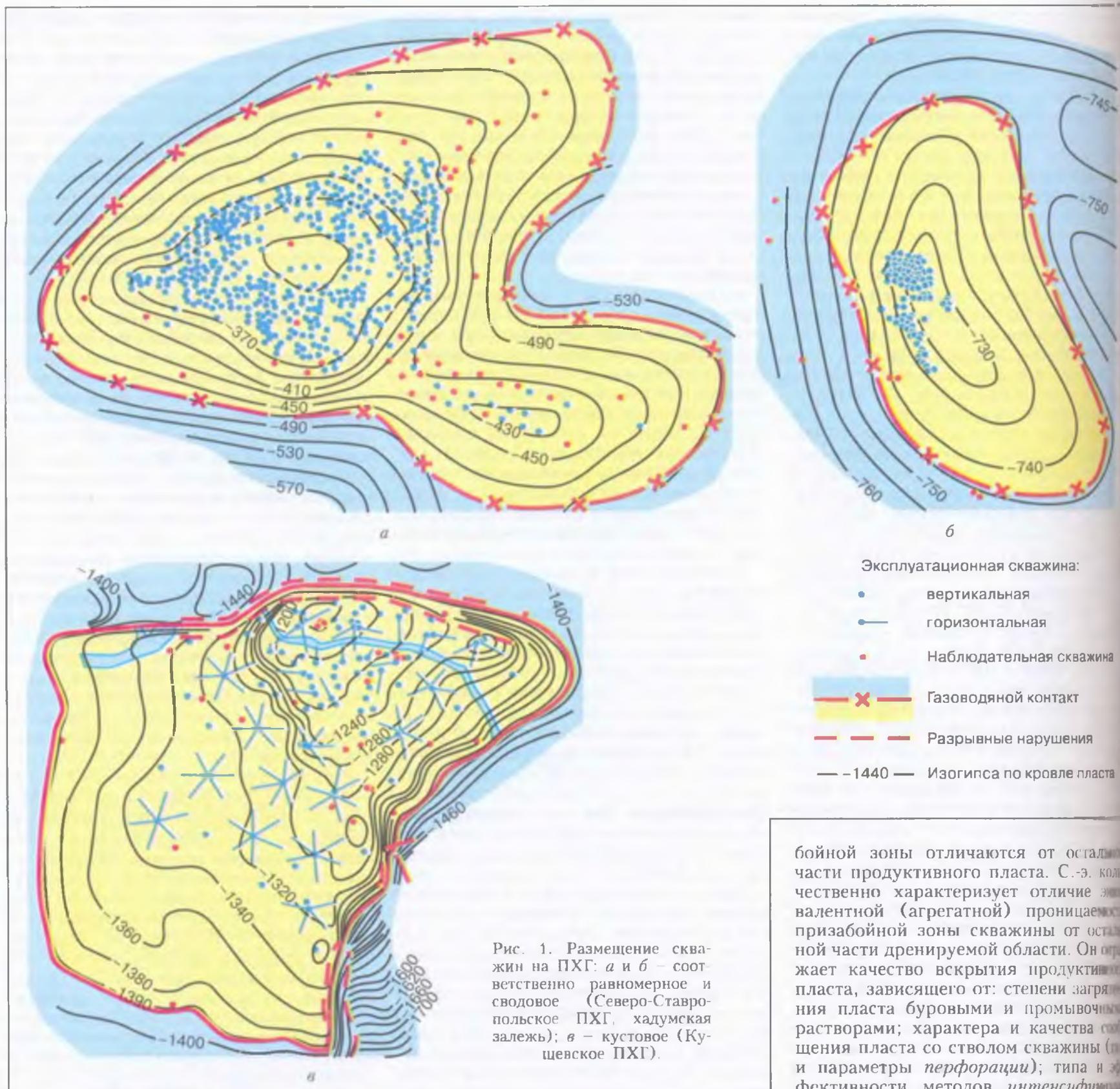


Рис. 1. Размещение скважин на ПХГ: а и б — соответственно равномерное и сводовое (Северо-Ставропольское ПХГ, хадумская залежь); в — кустовое (Кучевское ПХГ).

что в принципе обеспечивает возможность разбуривания площади ПХГ из одного куста эксплуатационных скважин. Использование горизонтальных скважин на ПХГ России началось в 1990-х гг. на Кучевском ПХГ. Здесь прошли апробацию разл. методики расчета горизонтальных скважин, оптимизации их размещения, технологии и техники проводки стволов, крепления скважин.

На практике обычно реализуется смешанная система размещения эксплуатационных скважин, к-рая изменяется в процессе создания хранилища. На начальной стадии опытно-пром. эксплуатации ПХГ для ускорения процесса отгеснения пластовых вод оптимально бурение одного или нескольких кустов сква-

жин в купольной части пласта. В дальнейшем, когда сформировался какой-то газонасыщенный объем, применяется равномерное или др. размещение скважин в этом газонасыщенном объеме.

Г. С. Крапивина.

СКИН-ЭФФЕКТ (от англ. skin — кожа, наружный слой, оболочка) в нефтегазопромысловом деле — совокупность явлений, возникновения в призабойной зоне пласта и на поверхности забоя дополнительных сопротивлений притоку флюида в скважину.

С.-э. является результатом техногенного воздействия на *призабойную зону* продуктивного пласта при вскрытии его скважиной. Вследствие этого газодинамич. характеристики (параметры) приза-

бойной зоны отличаются от остальной части продуктивного пласта. С.-э. количественно характеризует отличие эквивалентной (агрегатной) проницаемости призабойной зоны скважины от остальной части дренируемой области. Он отражает качество вскрытия продуктивного пласта, зависящего от: степени загрязнения пласта буровыми и промывочными растворами; характера и качества сообщения пласта со стволом скважины (типа и параметры перфорации); типа и эффективности методов интенсификации притока флюида к скважине и пр.

Количеств. значение С.-э. устанавливается *газодинамическими методами исследований* скважин из результатов работки кривых восстановления и кривых стабилизации забойного давления. Положительные величины С.-э. (св.) свидетельствуют о некачеств. вскрытии продуктивного пласта. В этом случае разрабатываются технологич. мероприятия по устранению С.-э. и дано технико-экономич. обоснование целесообразности их реализации. Зафиксированные значения С.-э. $\leq 20-30$.

Отрицательные величины С.-э. (менее 0) обычно связаны с образованием в призабойной зоне техногенных каверн, трещин, каналов и т. п.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. И. Газогидродинамические методы исследования

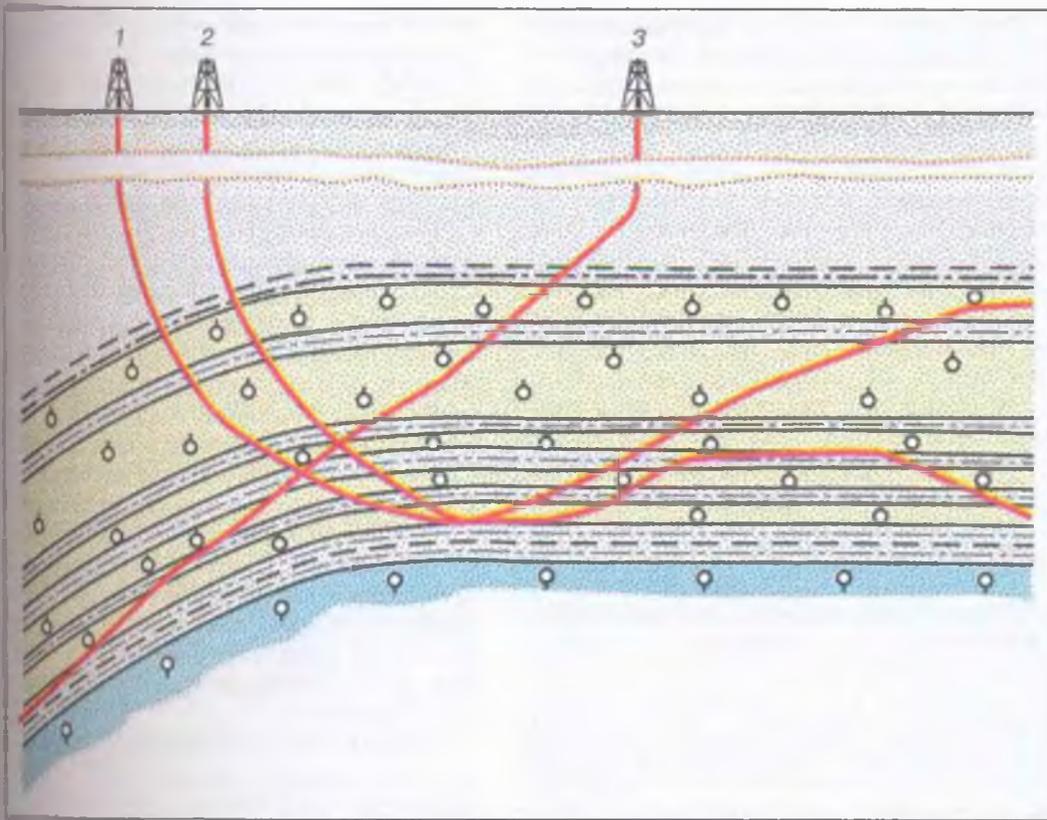


Рис. 2. Основные профили горизонтальных скважин на Кушевском ПХГ: 1 – вогнутый (на нижней точке граэктории вскрывает высокопроницаемую часть горизонта, а в последующем дренирует пласты с низкими фильтрационными параметрами); 2 – горизонтально-волнистый (в литологически неоднородной по разрезу продуктивной толще с высокими фильтрационными свойствами); 3 – полого-направленный (на участках существенного изменения градиентов углов падения горных пород).

скважин, М., 1970; Энциклопедия газовой промышленности (пер. с франц.), М., 1994; Грипелько А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995. Г. А. Зотов.

СКИФСКОЕ ПЛИТА – часть Центрально-Евразийской эпипалеозойской платформы, занимает Добруджу, сев.-зап. часть Черного м., Степной Крым, большую часть Азовского м. и Предкавказье. На С. граничит по краевому шву с *Восточно-Европейской платформой*, на Ю., через Терско-Каспийский и Индоло-Кубанский краевые прогибы и по краевому шву в центр. части сев. склона Кавказа, – с альпийским складчатым сооружением Б. Кавказа, мезозойским складчатым сооружением Горного Крыма и субокеанич. Черноморской впадин. На терр. России располагается лишь зап. часть С. п. – Предкавказье и часть акватории Азовского м.

С. п. характеризуется 3-членным строением. Фундамент плиты гетерогенен. На Ю. Предкавказья выделяется массив байкальской (позднедокембрийской) консолидации, переработанный в палеозойскую эру. Здесь развиты гнейсы и кристаллич. сланцы рифея, венда и палеозойские гранитоиды. Севернее развиты погребенные герцинские (конец девона – начало перми) складчатые сооружения. На домезозойскую поверхность выведены средне- и верхнепалеозойские сланцы различного минералогического состава, эффузивные породы и редкие интрузии гранитоидного состава. Самую позднюю (пермскую) складчатость испытала самая северная зона, соответствующая платформенному кряжу Карпинского (на вост. продолжении Донбасса),

где развиты песчано-сланцевые породы ср. и верх. карбона и, возможно, низов перми. Все породы интенсивно дислоцированы.

Переходный [верхнепермско(?)–триасовый] комплекс залегает между складчатым фундаментом и плитным чехлом и имеет неповсеместное развитие. Состав разреза и характер дислокаций в Вост. и Зап. Предкавказье различный. В Вост. Предкавказье снизу вверх выделяют: красноцветные породы куманской свиты, карбонатные породы нефтекумской свиты, терригенно-карбонатные култайская и демьяновская свиты (верх. пермь? – ниж. триас), терригенно-карбонатные кизлярская, плавненская и закумская свиты (ср. триас), эффузивно-терригенная ногайская серия (верх. триас). В разрезе переходного комплекса выявлено неск. несогласий, главное из которых – предногайское. Ведущий тип дислокаций – глыбовый. Макс. мощности комплекса 1,5–2 тыс. м в Восточно-Манычском прогибе, представляющем по переходному комплексу односторонний грабен, с С. ограниченный разломом. В Зап. Предкавказье в основании разреза развиты красноцветные и карбонатные породы, сходные с ниж. частями разреза в Вост. Предкавказье. Выше залегают сероцветные песчаники, аргиллиты и известняки ср. и верх. триаса. Проблематично к последнему отнесена толща кислых эффузивов, сопоставляемая с ногайской серией Вост. Предкавказья. Отложения интенсивно дислоцированы и уплотнены.

Плитный чехол включает юрские, меловые и кайнозойские отложения.

Ниж. и ср. юра представлена песчано-глинистыми породами, верх. юра включает терригенно-карбонатную, карбонатную и соленосную толщи (последняя развита только в юж. районах Зап. и Вост. Предкавказья). Меловые отложения имеют более широкое развитие. Ниж. мел и сеноманский ярус верх. мела представлены преимущественно терригенными отложениями, выше по разрезу залегают преимущественно карбонатные породы. Палеоцен – эоцен представлен терригенно-карбонатной толщей. Выше следует глинистая майкопская свита (олигоцен – ниж. миоцен). Неоген-четвертичный комплекс имеет преимущественно песчано-глинистый состав.

Гл. структурными элементами плитного чехла в пределах Предкавказья являются: Ставропольский свод (центр. часть); Прикумская система поднятий, протягивающаяся к В. от Ставропольского свода; Чернолесская (Восточно-Ставропольская) впадин., Ногайская ступень, отделяющая Прикумское поднятие от Терско-Каспийского краевого прогиба; Восточно-Кубанская впадин., обрамляющая Ставропольский свод с Ю. и З.; Ейско-Березанская система поднятий; Тимашевская ступень, отделяющая Ейско-Березанскую систему от Индоло-Кубанского краевого прогиба; сев. моноклинали Центр. Кавказа (элемент плиты), располагающаяся между Индоло-Кубанским и Терско-Каспийским краевыми прогибами и являющаяся по отношению к ним приподнятым элементом. На С. плиты в субширотном направлении протягивается Манычская система прогибов, а еще севернее – кряж Карпинского, крупное линейное поднятие. Перечисленные элементы могут рассматриваться как структуры 1-го порядка. Они осложнены многочисленными валами, прогибами, выступами, антиклинальными зонами. Общая мощность плитного чехла С. п. изменяется от сотен м (кряж Карпинского и Ставропольский свод) до 5 тыс. м и более (Восточно-Кубанская, Чернолесская впадины). Наиболее глубокими являются альпийские краевые прогибы, где подошва юрских отложений опущена на 8 тыс. м и более. Преобладающее простирание структур – субширотное. Однако выявлены и субмеридиональные элементы: Сальский вал, Северо-Ставропольский вал и др.

Предкавказская часть С. п. вместе с краевыми прогибами выделяется как *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*. Здесь открыто св. 300 месторождений нефти и газа. Пром. нефтегазоносность связана с породами триаса, юры, мела, палеогена и неогена. По содержанию начальных ресурсов природного газа важнейшее значение имели породы палеогена (хадумский горизонт), ниж. мела.

Н. А. Крылов.

СКЛАДЧАТАЯ ОБЛАСТЬ – структурная зона земной коры с развитием складчатых, складчато-глыбовых дислокаций, с которыми ассоциируются магматич. проявления и метаморфизм пород. С. о. харак-

теризуются возрастом орогенеза (складчатости и гранитоидного магматизма). С этих позиций различают С.о. байкальские (поздний докембрий), каледонские (конец раннего палеозоя – начало ср. палеозоя), герцинские (конец девона – начало триаса), мезозойские и альпийские (неоген – антропоген). Согласно теории геосинклиналей, С.о. возникают на месте бывших геосинклинальных областей. Как категория структурных зон континентальной земной коры С.о. противопоставляются платформам. Погребенные под чехлом субгоризонтально залегающих пород складчатые комплексы слагают фундамент платформ. С позиций неомобилизма, С.о. возникают при столкновении литосферных плит.

С.о. – сложные сооружения, включающие массивы древней консолидации (централиды, древние массивы, срединные массивы) и обрамляющие их более молодые складчатые системы, в к-рых, в свою очередь, различают внутренние (с более интенсивным магматизмом и метаморфизмом) и внеш. зоны. С.о. формируются в условиях сжатия земной коры. Кроме складчатых дислокаций разного типа и разл. интенсивности, во многих случаях формируются крупные надвиги с горизонтальной составляющей перемещения в десятки км.

Нефтегазоносность установлена во внеш. зонах альпийских и герцинских С.о., на массивах древней консолидации (наложенные на централиды впадины). В целом по перспективам нефтегазоносности С.о. резко уступают платформам.

Н. А. Крылов.

СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ – коррозионные потери металла с единицы поверхности за единицу времени. Определение применяется для случаев сплошной, равномерной, неравномерной, местной, подповерхностной коррозии. С.к. может быть выражена в А/м² или г/(м²·ч) и по глубине проникновения – в мм/год. Все эти показатели эквивалентны и могут быть пересчитаны один в другой. Осн. показателем разрушения магистральных газопроводов является глубина проникновения.

Независимо от вида агрессивной среды и характера коррозионного разрушения для оценки С.к. используют разл. шкалы коррозионной устойчивости металлов и сплавов (табл. 1) и оценки степени коррозионной опасности (табл. 2).

При относительно равномерной коррозии с помощью глубины коррозионного проникновения определяют потери массы металла по формуле:

$$V_{\text{пм}} = V_{\text{кп}} \cdot \gamma / 8,76,$$

где $V_{\text{пм}}$ – потери массы металла, г/(м²·ч); $V_{\text{кп}}$ – глубина коррозионного проникновения, мм/год; γ – уд. масса, г/см³.

Сопоставление величины макс. коррозионного разрушения, найденного по глубине самых глубоких каверн (мм), с величиной ср. коррозионного разрушения позволяет оценить степень нерав-

Таблица 1. Шкала коррозионной стойкости металлов и сплавов

Группы стойкости	Скорость коррозии, мм/год	Балл
Совершенно стойкие	≤ 0,001	1
Весьма стойкие	0,001–0,005	2
	0,005–0,01	3
Стойкие	0,01–0,05	4
	0,05–0,1	5
Пониженной стойкости	0,1–0,5	6
	0,5–1,0	7
Малостойкие	1–5	8
	5–10	9
Нестойкие	≥ 10	10

номерности коррозии. Этот фактор необходимо учитывать при определении срока службы магистрального газопровода и др. объектов, поскольку неравномерная коррозия приводит к резкому понижению остаточной прочности и живучести участков трубопроводов и оборудования, пораженных ею.

Таблица 2. Шкала коррозионной опасности магистральных газопроводов

Степень опасности	Максимальная скорость коррозии, мм/год
Высокая	св. 0,3
Повышенная	0,1–0,3
Умеренная	0,01–0,1

Для определения С.к. используются: ультразвуковая и внутритрубная дефектоскопия, инструментальное обследование коррозионных повреждений в шурфах; гравиметрический метод; электрохимический метод с помощью поляризационных кривых; группа методов, основанных на измерении электрических параметров сенсорных устройств, работающих в системах коррозионного мониторинга контролируемых объектов, и др. методы.

Лит.: Жук Н. П., Коррозия и защита металлов. Расчеты, М., 1957; Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов, М., 2002.

Н. А. Петров, Ю. И. Куделин.

СОБИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Эвенкийском авт. округе Красноярского кр., в 700 км к С.-В. от г. Красноярск. Входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Открыто в 1982.

М-ние приурочено к одноименному валлообразному поднятию Сибирской платформы, осложняющему Собинско-Тэтеринский мегавал Катангской седловины, края разделяет Байкитскую и Непско-Ботубобинскую антеклизы. Представляет

собой поднятие, размер к-рого по кровле ванаварской свиты венда 55×20 км, амплитуда 120 м.

На м-нии выделяют 3 структурных этажа. Гетерогенный архей-протерозойский кристаллич. фундамент. Промежуточный этаж сложен рифейскими породами протерозоя. Осадочный чехол слагают отложения венда, кембрия, карбона, перми, триаса и антропогена. Он расчленен на три комплекса: подсолевой комплекс – терригенные отложения ванаварской свиты, карбонатно-терригенные отложения оскобинской и катангской свит; карбонатные отложения собинской и тэтерской свит. Ванаварская, оскобинская, катангская и собинская свиты датируются вендом, а тэтерская – венд-кембрием. С подсолевым комплексом связана перспективная нефтегазоносность района. Выше по разрезу залегают галогенно-карбонатный комплекс, сложенный в основном переслаиванием солей, доломитов и известняков.

Осадочный чехол пронизан пластовыми интрузиями траппов, ниж. уровень развития к-рых связан с отложениями тэтерской свиты. На м-нии установлена нефтегазоносность пластов ВН-I, ВН-II, ВН-III-У ванаварской свиты, представленных песчаниками. Эффективная толщина пласта ВН-I 0,6–24,4 м, пористость 8,5–16%, проницаемость $1,62 \times 10^{-1}$ мкм². С пластом связаны две залежи углеводородов (в центральном и зап. блоках м-ния). Залежь пласта ВН-I (центр. блок) – пластовая сводовая, тектонически экранированная, газоконденсатная с нефтяной оторочкой. ГНК проходит по абс. отметке –2291 м, ВНК на абс. отметке –2322 м. Размеры залежи 36×(10–15) км, высота 109 м. Дебиты газа 0,2–182,6 тыс. м³/сут, нефти 5,1–27,1 м³/сут. Начальное пластовое давление 30,15 МПа.

Пласт ВН-II в центр. блоке имеет ср. толщину 5,72 м, пористость 17%, начальное пластовое давление 30,16 МПа; в зап. блоке соответственно 4,2 м, 16%, 31,20 МПа.

Залежь горизонта ВН-III-У имеет эффективную толщину 15,04 м, пористость 15%, начальное пластовое давление 30,71 МПа, дебиты газа 7,8–295 тыс. м³/сут.

Состав свободного газа (в %): метан 62,8–65,8; этан 4,6–5,6; пропан 1,7–2,1; бутаны 0,6–0,9; углекислый газ 0,03–0,23; азот 23,9–28,1; гелий 0,56–0,58.

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ составили 138,7 млрд. м³, по категории С₂ – 19,6 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

СОВМЕСТИМОСТЬ ГАЗОВ, см. Взаимозаменяемость газов.

СОГЛАШЕНИЕ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ (СРП) – договор, в соответствии с к-рым Рос. Федерация предоставляет инвестору на безвозмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку и добычу минерального сырья на участке недр и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обя-

зается осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск.

Отношения, возникающие в процессе поисков, разведки и добычи минер. сырья, раздела произведенной продукции, а также ее транспортировки, обработки, использования, реализации или распоряжения иным образом, регулируются в соответствии с Федеральным законом 1995 с последующими изменениями.

Перечни участков недр на право пользования в условиях СРП устанавливаются федеральными законами (напр., Закон 2001, предоставляющий разработку Ковыктинского газоконденсатного м-ния в Иркутской обл. на условиях раздела продукции).

На участок недр, расположенный на территории традиционного проживания и хозяйств. деятельности коренных малочисл. народов, требуется решение законодательного органа субъекта РФ.

На условиях СРП разрешается предоставлять не более 30% разведанных и учтенных гос. балансом запасов полезных ископаемых.

Основанием для включения в перечни участков недр на право пользования в условиях раздела продукции являются: убыточность для гос-ва и недропользователя градообразующие м-ния при условии, что их разработка обеспечит существ. объем добычи, а прекращение таковой повлечет негативные соц. последствия; необходимость привлечения спец. высокотехнологич. технологий для извлечения значительных по объему трудноизвлекаемых полезных ископаемых; необходимость привлечения дополнительных финансовых и технич. средств для обеспечения экологич. безопасности и охраны недр при разработке расположенных на особо охраняемых природных территориях крупных м-ний; необходимость обеспечения регионов собств. топливно-энергетич. сырьем и др.

Соглашения заключаются гос-вом с победителем конкурса или аукциона, а для участков недр на территории традиционного проживания и хозяйств. деятельности коренных малочисл. народов должна быть предусмотрена выплата соответствующих компенсаций за нарушение режима традиционного недропользования.

Работы по СРП обязуют инвестора предоставлять рос. юридам, лицам преимуществ. право на участие в работах, привлекать работников – граждан РФ (не менее 80% состава).

Произведенная продукция подлежит разделу между гос-вом и инвестором в долях, предусмотренных СРП. Часть произведенной продукции принадлежит инвестору на правах собственности и может быть вывезена с таможенной территории РФ на условиях и в порядке, определенных этим соглашением.

Распределение гос. доли произведенной продукции осуществляется на основании договоров, заключаемых соответствующими органами исполнительной власти РФ и субъекта Федерации.

Вся первичная геологич., геофизич., геохимич. и иная информация, данные

по ее интерпретации и производные данные, а также образцы горн. пород (включая керн), пластовые жидкости, полученные инвестором в результате выполнения работ по соглашению, являются собственностью гос-ва. При соблюдении условий конфиденциальности, предусмотренных соглашением, инвестор имеет право свободно и безвозмездно пользоваться этой информацией в целях выполнения соглашения.

Инвестор имеет право свободного доступа и использования на договорной основе трубопроводного и иных видов транспорта, объектов по хранению и переработке минер. сырья.

Порядок, размеры платежей за пользование недрами и условия их взимания устанавливаются СРП в соответствии с законодательством РФ.

Инвестор, за исключением налога на прибыль и платежей за пользование недрами, в течение срока действия соглашения освобождается от взимания налогов и сборов (кроме единого соц. налога), установленных законодательством РФ.

Инвестор имеет право передать полностью или частично свои права и обязанности по соглашению любому юридич. или физич. лицу только с согласия гос-ва при условии, что эти лица располагают достаточными финансовыми и технич. ресурсами, а также опытом управленческой деятельности.

Условия соглашения имеют свою силу в течение всего срока действия. При этом инвестору гарантируется защита имуществ. и иных прав, приобретенных и осуществляемых им в соответствии с соглашением.

Гос. контроль за исполнением соглашения совместно осуществляют федеральные органы и органы гос. власти соответствующего субъекта РФ.

Действие соглашения прекращается по истечении его срока или досрочно по согласованию сторон.

«СОКОЛ» – расходоизмерительный блочный комплекс, устанавливаемый в составе оборудования на устье скважины для контроля режима ее эксплуатации. Разработан ВНИИгазом в 1979. Впервые применен на *Медвежьем месторождении* и *Уренгойском месторождении*. Используются для контроля за работой скважин, размещаемых кустами, в условиях Крайнего Севера при темп-ре окружающей среды от -60 до 50 °C. Рассчитаны на давление рабочей среды не более 25 МПа. Диапазон расхода газа от 1 до 125 тыс. см³/ч.

Комплект включает измерительный трубопровод (диам. 100 мм) с быстротенной диафрагмой, к-рый монтируется на вертикальном участке обвязки устья скважины. На измерительном трубопроводе размещены: системы осушки и передачи импульсного газа в камеры преобразователей давления; шкаф-контейнер с комплектом измерительных приборов.

Полость приборного отсека контейнера обогревается теплом газа, проходящего по измерительному трубопроводу. Систе-

ма осушки импульсного газа не требует обслуживания и работает в автоматич. режиме за счет холода окружающего воздуха и тепла потока газа, проходящего по измерительному трубопроводу. Утилизация жидкости из системы происходит без участия оператора. Измерительный трубопровод с диафрагмой (от 30 до 94 мм) соответствует требованиям «Правил измерения расхода газа с использованием сужающих устройств». Методически решены проблемы интерпретации результатов измерений разности давлений на сужающих устройствах при протекании через них газа с большим количеством жидкости в осн. режимный показатель эксплуатации скважин – *дебит* – введением спец. корректирующих коэффициентов в расчетные формулы. На скважинах, пробуренных в сеноманских залежах, содержание жидкой фазы в потоке измерительных и примыкающих к ним трубопроводах не превышает 20 г/м³, вычисление дебитов производят по стандартным методикам. Дебит скважин газоконденсатных м-ний (валанжинские залежи) рассчитывается на основе усредненных показателей плотности среды, протекающей через диафрагму, к-рую определяют на основе газоконденсатных исследований скважины. Компонентный состав определяется с точностью 4–5%. Т. к. весовое содержание жидкой фазы в потоке превышает предельно допустимое правилами, были проведены измерения дебитов скважины при разл. давлениях на устье с использованием комплекта «Сокол» и замерного сепаратора на *установке комплексной подготовки газа* одновременно. В результате исследований в расчетные формулы были внесены добавочные коэф., обеспечивающие достаточную точность измерения дебитов скважин, в продукции к-рых содержится св. 100 г жидкой фазы на 1 м³ газа. Установлено, что дебиты скважин из валанжинских залежей определяются с точностью не менее 6–8%.

До 1992 замеры давлений и разность давлений на измерительной диафрагме производили с помощью расходомеров, установленных в шкафу «Сокол» стационарно, а позже переносными измерительными комплексами. С 1995 для измерения давлений, разности давлений на измерительной диафрагме, темп-ры используют переносной *контрольно-диагностический комплекс*.

В. И. Шулятиков.

СОЛЯНАЯ ТЕКТÓНИКА – специфич. форма проявления складчатых дислокаций осадочного слоя земной коры, обусловленная особыми реологич. свойствами соляных толщ (низкая пластичность). Проявляется в виде небольших вздутий (т. н. соляных подушек), соляных диапироидов (куполовидные поднятия с увеличенными в мощности соляными ядрами, но без протыкания надсолевых слоев), соляных диапиров (куполов с соляными ядрами, протыкающими надсолевые слои), соляных валов и антиклиналей (иногда увенчанных *соляными куполами*) протяженностью в десятки, ино-

гда более сотни, км. Диаметр последних составляет от нескольких км до мн. десятков км. Своды соляных куполов часто разбиты сбросами растяжения и вследствие этого осложнены грабенами.

Осн. факторы, создающие С. т.: гравитационный – всплывание соли из-под перекрывающих ее более плотных отложений (механизм инверсии плотностей) и тектонический – горизонтальное сжатие; часто действуют совместно.

Проявление гравитационного фактора (образование соляных подушек, диапиродов и диапиров-куполов) особенно характерно для впадин в пределах платформ. Течение соли и ее нагнетание в ядре соляных структур начинается при мощности надсолевых отложений в неск. сотен м.

Тектонич. фактор в наибольшей степени проявляется во внеш. зонах складчатых областей и в их передовых и межгорных прогибах. Осн. области С. т.: рифты и палеорифты (*авлакогены*) – континентальные (Енисей-Хатангский и Вилюйский авлакогены и др.), межконтинентальные (напр., рифт Красного м.), периконтинентальные (зап. побережье и подводная окраина Юж. Атлантики в Африке); надрифтовые глубокие синеклизы (Прикаспийская); передовые прогибы (Предбайкальский, Предуральский); межгорн. прогибы (Закарпатский на Украине); внеш. зоны складчатых сооружений (Вост. Кордильера в Колумбии).

Осн. соленосные толщи мира имеют венд-кембрийский, девонский, пермско-триасовый, верхнеюрский, олигоцен-миоценовый возраст. Почти все области С. т. являются нефтегазоносными. Залежи нефти и газа подчинены вершинам и склонам соляных куполов, а также под

солевым структурам; в последнем случае соленосные толщи являются высокоэффективным экраном (*покрышкой*), предохраняющим нефтегазовые залежи от разрушения.

СОЛЯНОЙ КУПОЛ – структура, формирующаяся в крупных зонах прогибания (внутриплатформенных впадин, краевых и периокеанич. прогибах и др.) в результате *соляной тектоники*. Последняя в значительной мере связана с гравитационным фактором – перераспределением плотностей вещества горн. пород в осадочном разрезе, связанным с пластичностью (возможностью перетока) галогенных масс. С. к. состоит из соляного штока и надсолевой структуры – впадины проседания, связанной со сбросами в верх. части соляного штока – кепроком. Форма и размеры С. к. – овалы, округлые и неправильные. Площадь куполов от 1 до 1000 км². В Прикаспийской впадине известны купола площадью св. 1000 км². Высота штока от 1 до 6–8 тыс. м.

Выделяют С. к. прорыва – соляное ядро прорывает или внедряется в надсолевой комплекс отложений; скрытые С. к. (криптодиапиры) – они лишь приподнимают перекрывающие отложения.

Соляная тектоника формирует особый (солянокупольный) тип *ловушек* для углеводородов, отличающийся большим разнообразием: сводовые, тектонически экранированные, внутрисолевые и др.

Ю. Б. Силантьев.

СОСНОГОРСКИЙ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД – предприятие по переработке природного газа и конденсата, старейшее в России. Находится в Респ. Коми, в г. Сосногорск. Создавалось с



Соляной купол.

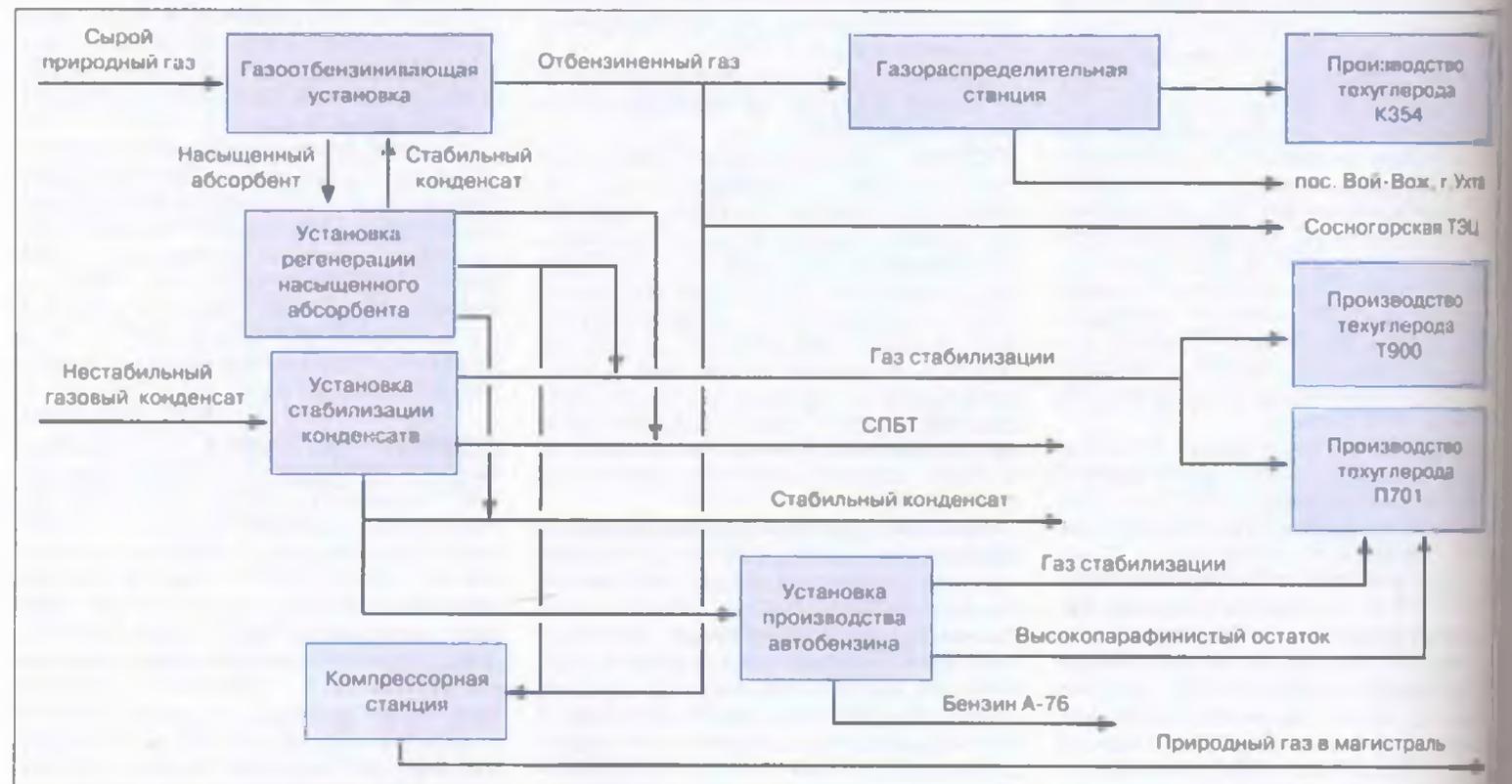
целью получения товарного газа, *технического углерода*, пропан-бутановой фракции и *стабильного конденсата*. Введен в эксплуатацию в 1946.

Сырьевой базой являются *Вуктыльское месторождение*, Западно-Солпеское газоконденсатное, Печоро-Кожвинское и Югидское нефтегазоконденсатные м-ния. Газы м-ний характеризуются высоким содержанием этана, компонентов сжиженных газов (пропан и бутаны), а также C_5H_{12} +высш.

Годовая мощность завода 1,5 млрд. м³ природного газа и 300 тыс. т газового конденсата.

Изначально завод предназначался только для стабилизации конденсата, подготовки природного газа к транспортированию, а также произ-ва технич. углерода разл. марок из природного газа. Теперь, кроме перечисленного, на заводе производится смесь пропан-бутана (СПБТ) и небольшое кол-во автомобильного бензина А-76.

Технологич. схема завода включает установки стабилизации конденсата; га-



Блок-схема переработки природного газа и газового конденсата на Сосногорском газоперерабатывающем заводе.

зотбензинирующую установку; производ. углерода; установку по производ. бензина А-76 (нормаль-80). Блок-схема переработки газа и газового конденсата приведена на рис.

Газотбензинирующая установка предназначена для подготовки природного газа, подаваемого потребителям, а также для извлечения дополнительного кол-ва СПБТ. В качестве абсорбента жидких углеводородов из газа применяется стабильный конденсат. Отбензиненный газ дожмается на компрессорной станции и подается в *магистральный газопровод*. Стендь извлечения СПБТ 40%. Повышение степени извлечения СПБТ с помощью данной технологии невозможно, поэтому требуется стр-во установки низкотемпературного газоразделения.

Установка по производ. бензина А-76 пущена в эксплуатацию в конце 1997 по процессу «Цеоформинг», к-рый позволяет перерабатывать низкооктановые фракции газового конденсата в бензин на цеолитсодержащих катализаторах. Завод — единственное предприятие, входящее в систему ОАО «Газпром», где производят технич. углерод из природного газа термическим, печным и канальным способами.

Продукция завода: сухой товарный газ, сжиженный газ для коммунально-бытового потребления, стабильный конденсат, автом. бензин А-76, технич. углерод.

Перспективы развития завода связаны с углублением переработки природного газа и конденсата для производ. высококоррелябельной продукции: автом. пропана, дизельного топлива, автом. бензина разл. марок, СПБТ и технич. углерода разл. марок, пользующихся экспортным спросом.

Реконструкция установки стабилизации конденсата по перерабатываемому *нестабильному конденсату*, содержащему до 35% масс. нефти, позволяет решить след. задачи: получение дизельного топлива в кол-ве, удовлетворяющем ежегодную потребность в нем предприятия «Севергазпрома»; получение прямой бензиновой фракции, цена реализации к-рой выше, чем цена стабильного конденсата; улучшение подготовки сырья для производ. бензина А-76 по процессу «Цеоформинг»; отделение тяжелого высокопарафинистого остатка переработки стабильного конденсата и утилизация его для производ. технич. углерода, пользующегося экспортным спросом.

С. В. Шурупов.

СПЕЦИАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

СРЕДНЕБОТУОБИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное — расположено в Респ. Саха (Якутия), в 112 км к Ю.-З. от г. Мирный. Входит в *Тено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1970. Разрабатывается с 1990.

М-ние находится в центр. части Мирнинского свода Непско-Ботубинской антеклизы. В структурном отношении — это

крупное поднятие сев.-вост. простира-ния, размер к-рого 60 × 20 км, амплитуда до 40 м. Тектонич. нарушения широтно-го простирания разбивают его на два самостоятельных блока: Северный и Центральный.

Газонефтеносность связана с подсолевым комплексом пород, к-рый (снизу вверх) охватывает терригенные вендские (талахский, улаханский и ботубинский горизонты) и карбонатные нижнекембрийские (осинский горизонт) отложения. Осн. запасы газа (ок. 96%) приурочены к ботубинскому горизонту. К этому же горизонту относятся и запасы нефти.

Талахский горизонт Северного блока расположен на глуб. 1900 м. Эффективные толщины 4,5 м, пористость коллекторов 12%, газонасыщенность 71%.

Улаханский горизонт имеющий ограниченное распространение в пределах Северного блока слагают песчаники толщиной 3,5–5,4 м, пористость и газонасыщенность к-рых соответственно 13% и ок. 70%. Залежь газа пластовая, литологически и тектонически экранированная; размеры 10 × 6 км, высота ок. 2,6 м.

Ботубинский горизонт сравнительно однороден по литологическому составу: кварцевые песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов. Их пористость 15% и газонасыщенность 80%. Нефтегазовая залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная; ее размеры 30 × 10 км, высота ок. 30 м. В пределах Северного блока глубина залегания песчаников 1934 м, ср. эффективная толщина 2,7 м. ГНК установлен на абс. отметке –1584 м. В Центральном блоке глубина залегания песчаников 1870 м, эффективная толщина 9,9 м, ГНК на абс. отметке –1564 м.

Состав газа ботубинского горизонта (в %): метан 86,99; этан 3,66; пропан 1,32; бутан 0,43; пентан и высшие углеводороды 0,56; гелий 0,56; углекислый газ 0,25; азот 6,34; водород 0,09.

Карбонатные породы осинского горизонта эффективной толщиной до 4 м, пористостью до 13% и газонасыщенностью 60% развиты только в пределах Северного блока на глуб. 1550 м.

На нач. 2002 запасы газа по всем горизонтам м-ния по категории С₁ составили 132,9 млрд. м³, категории С₂ — 18,6 млрд. м³, суммарная добыча газа — 3,1 млрд. м³.

Г. Ф. Пантелеев.

СРЕДНЕКАСПИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН — расположен в акватории Среднего Каспия. На С. ограничен складчато-надвиговой зоной сочленения с Прикаспийской и Устюртской впадинами. Юж. границей является Северо-Апшеронский прогиб, на З. и В. ограничен соответственно *Северо-Кавказской нефтегазоносной провинцией* и Южно-Мангышлакской нефтегазоносной провинцией. Пространственно связан с зоной сочленения Альпийского и Урало-Монгольского складчатых поясов, что определяет сдвигово-надвиговой характер зон сочленения (Центрально-Мангышлакская и Ап-

шеронская системы разломов). Промышленная нефтегазоносность доказана на м-ниях Инчхе-море, Скалистое-море, им. Ю. Корчагина, Хвалынское и др.

Большая часть бассейна расположена в российском (зап.) и казахском (вост.) секторах Каспийского м.; меньшая в азербайджанском (юго-зап.) и туркменском (юго-вост.).

Фундамент бассейна гетерогенный, включает блоки консолидации различного, преим. фанерозойского, возраста. Осадочный чехол слагают породы от верх. палеозоя до кайнозоя включительно. Общая мощность разреза составляет 6–12 тыс. м. В осадочном чехле выделяются два тектоно-седиментационных комплекса. Доплитный комплекс сложен терригенно-вулканогенно-эффузивными отложениями верх. палеозоя — триаса, мощностью 2–3 тыс. м. Плитный комплекс включает терригенно-карбонатные отложения юры, мела и кайнозоя.

Осн. тектонич. элементы бассейна: Терско-Каспийский прогиб (часть Предкавказской системы краевых прогибов), Самурский свод, Сегендыкский прогиб (часть Южно-Мангышлакского прогиба), Ногайская ступень, Песчано-Ракушечная, Каспийская зоны поднятий и зона поднятий Мангистау, связаны с шовной зоной кряжа Карпинского — Центр. Мангышлака.

Перспективные нефтегазоносные комплексы связаны с пермо-триасовыми, юрско-нижнемеловыми, верхнемеловыми и палеоген-неогеновыми отложениями.

К нач. 2003 бассейн находился на начальной стадии поисковых работ. Характеризуется высоким геологич. и низким экономич. рисками реализации нефтегазовых программ.

Ю. Б. Силантьев.

СТАБИЛЬНЫЙ КОНДЕНСАТ — жидкость, состоящая из тяжелых углеводородов C₅H₁₂ + высш., в к-рой растворено не более 2–3% масс. пропан-бутановой фракции и др. компонентов. Получают из *нестабильного конденсата* путем дегазации на установках стабилизации конденсата в промысловых условиях. Для дальнейшей переработки отправляется на перерабатывающие з-ды. На практике часто термин «С. к.» используется вместо термина «газовый конденсат».

СТАДИЙНОСТЬ газонефтеобразования — последовательность в масштабах геологич. времени преимущественной генерации в продуцирующих толщах жидких или газообразных углеводородов. С. связывается с этапами эволюции *органического вещества* и литогенеза вмещающих пород. С. во многом зависит от состава и свойств органич. вещества, пород и термобарич. условий их преобразования. Эволюция органич. вещества и пород включает седиментогенез, *диагенез* и *катагенез*.

СТАНДАРТНЫЕ УСЛОВИЯ — характеристика стандартного состояния системы (состояния отсчета при оценке термодинамич. величин): при давлении P = 0,101325 МПа = 760 мм рт. ст. (норм. атмосфера) и темп-ре 293,15 К (20 °С).

СТАНЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА (СПХГ) – производственное предприятие, осуществляющее технологич. процессы по подземному хранению газа.

СПХГ выделяется *горный отвод*, в пределах к-рого проводятся работы, связанные с использованием и контролем за состоянием *подземного хранилища газа*, и находятся газовая залежь и все скважины, пробуренные для обеспечения безопасной эксплуатации газохранилища.

Технологич. комплекс станции включает: скважины, шлейфы, газосборные пункты (рис.) с установками подготовки газа, компрессорные станции, объекты энерго- и водоснабжения, связь, транспорт. В связи с этим выделяют службы: управления (рук-во подземного хранилища газа); оперативно-производственные (эксплуатация *газового промысла*, газосборных пунктов и установок подготовки газа); геологическая; газоконпрессорной станции (эксплуатация компрессорных цехов, межцеховых коммуникаций очистки газа, механ. мастерская); энерговодоснабжения (эксплуатация электр. подстанций, ЛЭП, *электрохимической защиты*, котельных и теплотрасс); связи, автотранспортного хоз-ва; капитального и подземного ремонта скважин; ЛЭС и обслуживания *газораспределительной станции* (если хранилищу передаются эксплуатация *магистрального газопровода* и газоснабжение).

С. Н. Бузинов.

СТАТИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ в скважине – уровень жидкости, установившийся в непереливающейся скважине, сообщающейся с пластом, после длительного ее простаивания. *Забойное давление* при этом должно восстановиться до *пластового давления*, а в стволе скважины тепловой режим должен соответствовать естественному. В этом случае вес столба жидкости от положения С. у. до интервала вскрытия пласта, отнесенный к площади поперечного сечения скважины, будет равен пластовому давлению в скважине.

Величина С. у. определяется расстоянием от устья скважины до положения уровня жидкости в ее стволе и измеряется уровнемерами. Величины С. у., отсчитываемые от устья, могут быть приведены к др. горизонтальной поверхности (напр., к уровню моря, положению *водонесетного контакта* и т. д.). Различают: первоначальный С. у., к-рый фиксируется в скважинах до начала отбора жидкости из пласта; текущий С. у., фиксируемый в длительно простаивающей скважине, если из окружающих скважин производится отбор.

Колебания С. у. происходят не только в результате работы окружающих скважин, но и от разл. природных явлений (напр., колебаний атм. давления, лунных приливов и др.).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

СТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ, см. в ст. *Пластовое давление*.

СТЕПЕНЬ СЖАТИЯ – отношение объема рабочего тела в начале сжатия к объему



Газосборный пункт на Касимовском ПХГ

его в конце сжатия в поршневых машинах (двигателях внутр. сгорания, компрессорах и др.).

Повышение С. с. увеличивает мощность и улучшает топливную экономичность двигателя, однако оно ограничивается ростом нагрузки на детали цилиндропоршневой группы и кривошипно-ползунного механизма, а также стойкостью топлива по отношению к детонации (быстрому, приближающемуся к взрыву процессу горения топливной смеси).

СТОКОПРИЁМНИК, см. *Приёмник сточных вод*.

СТОЧНЫЕ ВОДЫ – воды, сбрасываемые в установленном порядке в водные объекты после их использования или поступившие с загрязненной территории.

С. в. газовой отрасли подразделяются на воды балансового и небалансового водоотведения. Балансовое водоотведение является равновесной составляющей *водопользования* и соответствует кол-ву забранной воды из источника водоснабжения с учетом потерь. Балансовые С. в. канализуются и проходят очистку перед сбросом. Небалансовые С. в. – это конденсационно-пластовые воды, отделяемые от природного газа при его добыче, транспорте и хранении (10% от всего кол-ва С. в. отрасли) и ливнево-талые воды. Последние на ряде предприятий канализуются совместно с производств. и хозяйственно-бытовыми С. в.

Хозяйственно-бытовые С. в. образуются в большей степени от объектов инфраструктуры предприятий и жилого фонда.

Производственные сточные воды образуются в процессах осн. и вспомогательного произ-в. К промстокам относятся и конденсационно-пластовые воды небалансового водоотведения.

С. в. характеризуются содержанием *загрязняющих веществ*. Степень загрязненности определяется рядом осн. показателей состава С. в.

Химическое потребление кислорода (ХПК) характеризует суммарное содержание всех органич. и неорганич. веществ в воде, окисляемых сильными окислителями.

Биохимическое потребление

кислорода (БПК) – кол-во кислоро-

да, потребляемое на биохимич. окисление содержащихся в С. в. загрязняющих веществ в определенный интервал времени (обычно за 5 сут – БПК₅ или за 20 сут – БПК_{полн}). Величина БПК задается в проект биологич. очистных сооружений и в нормы сброса очищенных С. в., т. е. доведенных до содержания в них кол-ва примесей, не превышающего естеств. фона или допустимой величины *предельно допустимой концентрации*.

С. в. газовой отрасли, поступающие в *очистные сооружения*, характеризуются самыми разл. значениями БПК: от 10 до 200 мг О₂/л (в осн. до 100 мг О₂/л), т. е. они бедны легкоокисляемой органикой, что отрицательно сказывается на процессе биологич. очистки. Норматив БПК для сброса в водоем составляет 3 мг О₂/л. Для С. в. крупных жилых поселков характерно БПК ок. 200 мг О₂/л.

Соотношение БПК и ХПК позволяет получить представление о характере загрязнения С. в.: преобладание легкоокисляемых органич. веществ или трудноокисляемых веществ пром. происхождения. Благоприятными для очистки биологич. способом считаются С. в. в соотношении БПК/ХПК > 0,5–0,7.

Хозяйственно-бытовые стоки нек-рых жилых пос. могут характеризоваться соотношением БПК/ХПК, равным 0,3–0,5, что говорит о присутствии в С. в. трудноокисляемых химич. веществ и затруднении их биологич. очистку.

Осн. долю в валовом сбросе загрязняющих веществ по БПК составляют минер. соли, органич. вещества ок. 10%, соединения аммония ок. 6%, нефтепродукты 0,1%, нитриты и *поверхностно-активные вещества* (синтетич.) 0,1%, что подтверждает преимущественно «хозяйственно-бытовой» характер канализуемых С. в.

От исходного состава С. в., поступающих на очистку, от применяемой технологии очистки и уд. расхода С. в. зависит состав и кол-во *осадков сточных вод*, а также выбор методов их обработки и утилизации. Непосредственно в этих объектах осуществляют сбросы *предельно допустимых концентраций* добычи и транспорта газа. В осн. С. в., прошедшие биологич. очистку



Структура водоотведения по видам сточных вод в газовой отрасли.

в ряде случаев недостаточно очищенные. Наибольшее загрязнение имеют С. в. при совместности канализовании стоков предприятий со стоками жилых пос.

Загрязненными С. в. считаются воды, сброшенные в водоем без очистки или после недостаточной очистки и содержащие кол-во загрязняющих веществ выше установленных норм *предельно допустимых сбросов* (ПДС).

Нормативно-чистые С. в. – воды, отведение к-рых без очистки в водные объекты не приводит к нарушению норм и качества вод в контролируемом створе или пункте водопользования.

К нормативно-очищенным С. в. относятся воды, прошедшие очистку, после к-рой отведение их в водные объекты не приводит к нарушению норм и качества вод в контролируемом створе или пункте водопользования. При этом содержание загрязняющих веществ в этих С. в. соответствует установленным нормам ПДС.

Отнесение С. в. к категориям загрязненных, нормативно-очищенных и нормативно-чистых производится территориальными природоохранными органами.

За отведение С. в., содержащих кол-во загрязняющих веществ выше установленных норм ПДС, предприятие платит штрафные санкции. Расчет производится по каждому сверхнормативному загрязнителю. Контроль сбросов С. в. включает в себя контроль источников и объектов загрязнения в целях сохранения природного качества поверхностных и подземных вод. Источники загрязнения – это С. в. на выходе из очистных сооружений, неорганизованный сброс ливневых вод, накопители конденсационно-пластовых вод, поглощающие скважины при захоронении С. в.

При сбросе С. в. на рельеф, поля фильтрации, в накопители, поглощающие скважины обязателен контроль загрязнения подземных и поверхностных вод по схемам, согласов. с местными комитетами по охране природы.

Гл. трудность анализа природных и особенно С. в. состоит в том, что они

представляют собой сложные многокомпонентные системы, содержащие неорганич. и органич. соединения в растворенном и взвешенном состоянии.

На практике бывает достаточно информации, полученной путем определения обобщенного показателя, величина к-рого характеризует суммарное кол-во всех веществ, содержащих тот или иной элемент (углерод, азот, галоген, сера и т. д.). Важнейшими суммарными показателями, характеризующими содержание органич. веществ в воде, являются: БПК, ХПК, общий органич. углерод, общий азот.

Величина общего органического углерода отражает общее кол-во органических веществ, а ХПК только кол-во, способное окисляться; определение общего органического углерода проводится быстрее, точнее и с более низким порогом обнаружения.

Большой интерес для *экологического мониторинга* воды представляет показатель общего азота. Обычно определяют

сумму содержания аммонийного, нитратного и нитритного азота, при этом кол-вом органического связанного азота пренебрегают.

В основе анализа общего органич. углерода и общего азота лежит принцип полного каталитич. превращения веществ соответственно до CO_2 и NO с последующим детектированием.

Наиболее целесообразной представляется комплексная система мониторинга типа «вода – сточные воды», позволяющая объединить обобщающие показатели с определением наиболее важных индивидуальных веществ и биотестов с использованием разл. биоиндикаторов.

Биотестирование – обязательный элемент системы контроля С. в. на сбросе в водный объект. Проводимые исследования показали, что канализуемые С. в. жилых пос. и пром. площадок в нек-рых случаях обладают острой токсичностью.

Преимущество биологич. метода контроля поверхностных вод состоит в том, что он обеспечивает возможность прямой оценки в натуральных условиях состояния пресноводных экосистем, четкого определения границы техногенного воздействия, а также комплекс мер по восстановлению биологич. полноценности природных вод, что особенно важно при взаимоотношениях с природоохранными органами.

На основе этого метода возможна организация малозатратной высокоэффективной системы мониторинга водных объектов (в осн. малых рек), испытывающих техногенное влияние предприятий отрасли.

Н. В. Попадьюко.

СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА общая (табл.) – совокупность общих стратиграфич. подразделений (в их полных объемах, без пропусков и перекрытий), расположенных в порядке стратиграфич. последовательности и таксономич. подчиненности. Таксономич. единицам С. ш.

Таблица. Общая стратиграфическая шкала фанерозоя

Эратема	Система, год и место установления	Индекс	Число отделов	Число ярусов
Кайнозойская	Четвертичная, 1829, Франция	Q	Делится на звенья	
	Неогеновая, 1853, Италия	N	2	13
	Палеогеновая, 1872, Италия	P	3	7 без олигоцена
	Меловая, 1822, Франция	K	2	12
Мезозойская	Юрская, 1795, Швейцария	J	3	11
	Триасовая, 1834, Центр. Европа	T	3	6
	Пермская, 1841, Россия	P	2	7
	Каменноугольная, 1822, Великобритания	C	3	7
Палеозойская	Девонская, 1839, Великобритания	D	3	7
	Силурийская, 1835, Великобритания	S	2	4
	Ордовикская, 1879, Великобритания	O	3	6
	Кембрийская, 1835, Великобритания	Є	3	9

соответствуют единицы *геохронологической шкалы*:

Стратиграфические подразделения	Геохронологические подразделения
Эонотема	Эон
Эратема (группа)	Эра
Система	Период
Отдел	Эпоха
Ярус	Век
Зона (хронозона)	Фаза

Для четвертичной системы используются более дробные единицы: напр., звену соответствует геохронологич. эквивалент — пора.

С.ш. сформировалась после выделения геологич. систем при изучении разрезов Европы и содержащихся в них остатков организмов. Ярусы и зоны (хронозоны) начали выделять на основе биостратиграфич. метода с сер. 19 в. Первый проект междунар. стратиграфич. шкалы был подготовлен к 8-й сессии Междунар. геологич. конгресса (1900).

Палеозойская, мезозойская и кайнозойская эратемы объединяются в фанерозойскую эонотему; более древние отложения относятся к криптозойской эонотеме, к-рая разделена на архей и протерозой. В верх. протерозое выделен рифей с тремя подразделениями и венд. Таксономич. шкала докембрийских подразделений не разработана. Подразделения докембрия выделяются и коррелируются гл. обр. на основе данных геохронологии, тектонич. перестройки, степени метаморфизма и, начиная с рифея, с использованием биостратиграфич. метода, к-рый является основным при выделении и корреляции подразделений фанерозоя. Климатостратиграфич. и геоморфологич. методы — основные для изучения четвертичной системы (периода).

Подразделения С.ш. вмещают в себя региональные и местные стратиграфич. подразделения, используются для определения их возраста. Обладая потенциальной планетарностью, они являются средством для межрегиональной, межконтинентальной и глобальной корреляции геологич. тел.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91

СТРАТИГРАФИЯ (от лат. *stratum* — слой и от греч. *grápho* — пишу) — наука о последовательности залегания слоев в земной коре. Является разделом историч. геологии. Осн. цели: установление первичной последовательности залегания и возрастных соотношений слоев горн. пород для всех видов геологич. построений и реконструкций (структурных, палеогеографич. и др.). Гл. итоговый документ С.— стратиграфическая (геохронологическая) шкала, представляющая собой единую схему периодизации истории Земли. Для определения относительного возраста используются материалы палеонтологии, палеоботаники, палинологии, микропалеонтологии (биостратиграфия). Определения абс. возраста радиологич. методами используются преим. для магматических или палеонтологически не-

мых толщ. Помимо общей геохронологич. шкалы существуют региональные с выделением местных свит, горизонтов, слоев. Совр. С. широко использует сейсмич. данные для установления временных последовательностей залегания слоев (сеймостратиграфия). Создается единая шкала колебаний уровня Мирового ок., служащая основой сеймостратиграфии. Современные разделы С. порождены запросами нефтегазовой геологии. Палинологич. и микропалеонтологические (напр., по конодонтам) данные используются для привязки *продуктивных горизонтов*, выяснения источника и путей *миграции углеводородов*.

СТРАТИСФЕРА, см. *Осадочный чехол*.

СТРАХОВОЕ ВОЗМЕЩЕНИЕ, см. в ст. *Экологическое страхование*.

СТРАХОВОЙ ПЛАТЁЖ, см. в ст. *Экологическое страхование*.

СТРАХОВОЙ СЛУЧАЙ, см. в ст. *Экологическое страхование*.

СТРЕСС-КОРРОЗИЯ, см. *Коррозионное растрескивание под напряжением*.

СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ — осуществляется специализированной строительной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение строительных работ. Стр-во объектов газификации производится в соответствии с утвержденной проектной документацией.

Организация строительного произ-ва должна обеспечивать целенаправленность всех организационных технич. и технологич. решений на достижение конечного результата — ввода в действие объекта с необходимым качеством и в установленные сроки.

Стр-во каждого объекта допускается осуществлять только на основе предварительно разработанных решений по организации стр-ва и технологии произ-ва работ, к-рые должны быть приняты в проекте организации стр-ва и проектах произ-ва работ.

При организации строительного произ-ва должны обеспечиваться: согласованная работа всех участков стр-ва объектов с координацией их деятельности генеральным подрядчиком; комплектная поставка материальных ресурсов в сроки, предусмотренные графиком стр-ва; выполнение строительных, монтажных и спец. строительных работ с соблюдением технологич. последовательности; соблюдение правил техники безопасности; соблюдение требований по охране окружающей природной среды.

До начала выполнения строительного-монтажных работ заказчик обязан получить разрешение на их выполнение.

Стр-во объектов газификации осуществляется с применением новых технологий, прогрессивного оборудования и механизмов, чтобы сократить сроки и снизить трудоемкость стр-ва.

При сооружении объектов *газораспределительных систем*, расположенных на значительном расстоянии от мест постоянной дислокации строительных органи-

заций, работы ведутся преим. мобильными строительными формированиями, оснащенными соответственно профилю работ средствами стр-ва, транспорта, передвижными механизиров. установками и устройствами энергетич. обеспечения, а также мобильными зданиями производственного, складского, вспомогательного жилого, бытового и общественного назначения для нужд стр-ва.

Подрядные организации обеспечивают объекты стр-ва всеми видами материально-технич. ресурсов в соответствии с технологич. последовательностью произ-ва строительного-монтажных работ.

Организация транспортирования, складирования и хранения материалов, деталей, конструкций и оборудования осуществляется в соответствии с требованиями стандартов и технич. условий, исключая возможность их повреждения, порчи и потери.

Механизация строительных, монтажных и спец. строительных работ при сооружении объекта должна быть комплексной и осуществляться строительными машинами, оборудованием, средствами малой механизации, монтажной оснасткой, инвентарем и приспособлениями.

На трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы должны быть сертификаты заводов-изготовителей.

На газовое оборудование, арматуру, изоляционные покрытия стальных труб и резервуаров *покрытых углеводородных газов*, узлы, соединительные детали и изолирующие фланцы должны быть технич. паспорта заводов-изготовителей.

Земляные работы и работы по устройству оснований выполняются в соответствии с проектом и действующими нормами и правилами. Для рытья траншей применяют одно-, многоковшовые и роторные экскаваторы. Необходимые механизмы выбирают в зависимости от местных условий.

Сварочно-монтажные работы выполняются аттестованными сварщиками, имеющими свое клеймо. Для соединения стальных труб разрешается применять дуговую и газовую сварку, стыковую контактную сварку встык и пайку. Для соединения *полиэтиленовых труб* следует применять сварку при помощи соединительных деталей с закладными электронагревателями и встык нагретым инструментом. Все сварочные соединения подлежат проверке внеш. осмотром. В соответствии с нормами и правилами стыки подвергаются контролю физич. методами и механическим испытаниям.

Для укладки газопроводов в траншею используют автомот. стреловые краны, краны-экскаваторы и тракторные трубоукладчики на гусеничном ходу. Для засыпки траншей применяют отвальные бульдозеры.

Произ-во строительного-монтажных работ должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТов и СНиПов по технике безопасности в стр-ве.

Требуемое качество и надежность газораспределительных систем обеспечива-

ются строительными организациями за счет осуществления комплекса технич., экономич. и организационных мер эффективного контроля на всех стадиях создания строительной продукции. При приемочном контроле производят проверку и оценку качества выполненных строительно-монтажных работ.

Строительные работы подлежат освидетельствованию с составлением актов. Акт освидетельствования скрытых работ составляется на совершенный процесс, выполненный самостоятельным подразделением исполнителей.

По результатам производственного и инспекционного контроля качества строительно-монтажных работ разрабатываются мероприятия по устранению выявленных дефектов, за процессом стр-ва организуется контроль (авторский надзор) проектных организаций и органов гос. надзора и контроля.

Законченные стр-вом наружные газопроводы подлежат очистке внутр. полости и проведению испытаний на прочность и герметичность, к-рые проводятся строительно-монтажной организацией в присутствии представителя эксплуатационной организации. Результаты испытаний оформляются записью в строительном паспорте. При стр-ве осуществляют мероприятия и работы по охране окружающей природной среды, включающие *рекультивацию земель* и предотвращающие потери природных ресурсов, загрязнение почвы, водоемов и атмосферы от вредных выбросов. Указанные мероприятия и работы предусматриваются в проектно-сметной документации.

Приемка законченных стр-вом объектов осуществляется приемочной комиссией и оформляется актом. В. В. Попов.

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИНЫ – совокупность технологич. процессов и операций для проходки ствола скважины до проектной глубины, а также оборудование скважины для сохранения ее функционального назначения в течение всего срока службы. С.с. включает: *вышккомонтажные работы*, работы по проходке и креплению ствола скважины и *опробование* продуктивных пластов.

С.с. (газовых и нефтяных) независимо от их назначения осуществляется по рабочим проектам и сметам.

Рабочий проект разрабатывается в целом на: стр-во отд. скважины (индивидуальный рабочий проект); усредненную скважину для стр-ва группы скважин одной площади (групповой рабочий проект) или нескольких площадей (зональный рабочий проект). Групповой проект составляется на группу скважин, имеющих общие: цель бурения, проектную глубину, *конструкцию скважины*, условия проводки (географич., климатич. и горно-геологич.), вид и способ бурения, расположение стройплощадки (суша, отд. морские основания, эстакада). Допускается С.с. по привязке к действующему проекту на идентичных по геолого-технич. условиям площадях и м-ниях при разнице проектных глубин не более 400 м. К рабочему проекту при-

лагаются *геолого-технический наряд* и при необходимости профиль наклонно-направленной или горизонтальной скважины.

Вышккомонтажные работы выполняются вышккомонтажной бригадой и включают: монтаж буровой вышки и бурового (силового) оборудования, стр-во привышечных сооружений и демонтаж буровой установки после окончания С.с.

Бурение скважин (газовых и нефтяных) осуществляется буровой бригадой, в обязанности к-рой входят след. работы: подготовительные; по проходке и *креплению скважины*, разобщению пластов, предупреждению и ликвидации осложнений и аварий; подготовительно-заключительные, профилактич. ремонт бурового оборудования; по испытанию продуктивных горизонтов в процессе бурения и после завершения перфорационных работ; заключительные (после окончания сооружения скважины).

Буровое оборудование состоит из *буровой установки, бурильной колонны и противовыбросового оборудования* для герметизации устья скважины.

Бурение включает комплекс последовательных и взаимосвязанных процессов: спуск долота в скважину на бурильных трубах, разрушение долотом горн. породы, закачивание через *бурильные трубы* в скважину *бурового раствора* с целью выноса на поверхность разбуренной горн. породы (*шлама*) и вращения *забойного двигателя*, подъем долота после его отработки для замены новым. На показатели бурения существенно влияют выбор *породоразрушающего инструмента* (долота), уровень организации буровых работ и *режим бурения*. Окончанием бурения считается достижение проектной глубины скважины и выполнение поставленных проектом задач.

При бурении газовых и нефтяных скважин встречаются породы различного литологич. состава, физико-механич. свойств, с неодинаковыми степенью насыщенности и видом насыщающего флюида, а также существенно различающиеся по *пластовым давлениям*. Ствол скважины в устойчивых (напр., карбонатных) породах может какое-то время оставаться незакрепленным, но неустойчивые и несвязанные породы быстро разрушаются, осыпаются, вследствие чего ствол скважины необходимо укреплять. Крепление скважины создает герметичный и долговечный канал для подачи флюида от эксплуатационных горизонтов на поверхность и в обратном направлении, надежно изолирует горизонты с разл. пластовыми давлениями для охраны недр и исключения осложнений; закрепляет стенки скважины на весь период ее службы; позволяет размещать на устье противовыбросового и эксплуатационного оборудования.

Осн. способ крепления – спуск в скважину колонны обсадных труб и *цементирование* пространства между колонной труб и стенками скважины.

Вскрытие продуктивного пласта состоит из комплекса работ, связан-

ных с его разбуриванием, обеспечением прочности и устойчивости *призбойной зоны* скважины, а также с сообщением эксплуатационной колонны с продуктивным пластом после крепления ствола. Выбор способа бурения зависит от строения пласта, его *коллекторских свойств*, состава содержащихся в нем жидкостей и/или газов, числа продуктивных пластов и *коэффициентов аномальности пластовых давлений*.

Окончательное заключение о наличии нефти и газа в том или ином пласте дает пробование пластов, к-рое заключается в изоляции исследуемого пласта (от остальных проницаемых объектов, от воздействия давления столба бурового раствора), создании достаточно большой разности между пластовым давлением данного объекта и давлением в скважине с целью получения притока, регистрации объемной скорости притока, а также в отборе лабораторной пробы пластового флюида. В процессе бурения объекты опробуют по мере их вскрытия, т.е. сверху вниз. После завершения бурения вначале опробуют самый ниж. объект, изолируют его (напр., цементным мостом, *пакером*) и затем опробуют след. сверху объект. Переходя от ниж. объекта к верхнему, определяют продуктивность всех горизонтов.

При С.с. особое внимание уделяется охране окружающей среды.

Согласно «Положению об оценке воздействия на окружающую среду в РФ», газ относится к объектам, на к-рых такая оценка проводится в обязательном порядке. В предпроектной документации дается обоснование: изъятия природных ресурсов; уровня экологич. опасности получаемого сырья (газа, конденсата, нефти, наличие сероводорода) и образующихся отходов бурения; степени экологич. опасности в рабочем режиме скважины и в аварийных ситуациях.

Экологич. обоснование С.с. содержит: количеств. показатели компонентов экосистемы (воздуха, поверхностных и подземных вод, почв, недр, растительного и животного мира); прогноз изменения состояния окружающей среды вследствие бурения; сведения о соц. среде и здоровье населения; характеристику природоохранных мероприятий; оценку эффективности и достаточности природоохранных мероприятий по снижению негативного воздействия С.с.

Проектная документация содержит сведения по выбору площадки С.с., к-рая должна соответствовать законодательным и нормативным документам в области охраны и быть согласована с территориальными службами контроля и надзора за ее состоянием, осн. землепользователем и местными органами самоуправления. Ответственность за выбор площадки, подготовку необходимых материалов и полноту намечаемых решений несет заказчик проекта.

Рабочий проект на С.с. содержит план-схему обустройства земельного участка с расположением инж. сетей, бурово-

вого и вспомогательного оборудования, мест сбора отходов бурения, мест снятия и хранения плодородного слоя почвы. Разработчик проекта на С. с. обязан предусмотреть мероприятия, обеспечивающие охрану компонентов природной среды (атмо-, гидро-, лито- и биосферы) в процессе С. с. и согласовать их с местными органами Мин-ва природных ресурсов.

В проектной документации устанавливаются статьи затрат по обеспечению материально-технич. ресурсами природоохранных мероприятий по устранению допущенного воздействия на окружающую среду, проведения дополнительных исследований, необходимых для корректировки оценки воздействия на окружающую среду, осуществления локального мониторинга и обеспечения установления санитарно-защитной зоны.

Процесс бурения сопровождается применением химич. реагентов разл. степени опасности, значительными объемами водопотребления и образования производственных отходов, представляющих опасность для флоры и фауны.

Осн. объекты загрязнения при бурении скважин: *подземные воды*, открытые водоёмы, почвенно-растительный покров, атмосфера. Загрязнение происходит в результате несовершенства и несоответствия отд. технологич. процессов требованиям охраны окружающей среды, а также из-за попадания в природные объекты химич. реагентов и производственно-технологич. отходов бурения. Наиболее ощутимы отрицательные последствия загрязнения почв, поверхностных и подземных вод.

К постоянным загрязнителям при С. с. относятся: буровые и *тампажные растворы*, технологич. жидкости, химич. реагенты для их приготовления и обработки; *сточные воды* (буровые); отработанные буровые растворы, шлам; пластиковые минерализов. воды, рапа, H_2S , CO_2 и продукты их нейтрализации; продукты испытания скважины (газ, газоконденсат, нефть, минерализов. вода); *продукты сгорания* топлива при работе двигателей внутр. сгорания и котельных; горюче-смазочные материалы; хозяйственно-бытовые сточные воды и *твердые бытовые отходы*; загрязненные ливневые сточные воды.

К временным загрязнителям при С. с. относятся: нарушение герметичности заколонного пространства, поглощение бурового раствора, газо- и рапопроявления, заколонные и межпластовые перетоки, затопление территории буровой.

Для устранения отрицательного влияния процессов С. с. на окружающую среду должен предусматриваться комплекс мероприятий, направленных на охрану и восстановление природной среды. Так, для охраны атмосферы выбираются технологии и режимы работы технологич. оборудования, обеспечивающие соблюдение нормативов *предельно допустимых выбросов* и поддержание уровня загрязнения атм. воздуха ниже *предельно допустимых концентраций*.

Для охраны водных объектов от загрязнения в процессе С. с. все работы проводятся лишь в пределах отведенных территорий с обязательным обводнением по контуру отводимого участка. Для исключения попадания отходов бурения в *водоносные горизонты* на всех буровых существует система организ. их сбора, осуществляется гидроизоляция технологических площадок. При разбуривании водоносных горизонтов их интервалы гидроизолируются и используется экологически чистый буровой раствор.

После окончания бурения, освоения скважины, демонтажа и вывоза оборудования исполнитель должен провести *рекультивацию земель*, включающую технич. и биологич. этапы, иногда с применением микробиологич. методов (напр., обработки спец. препаратами).

Совершенствование природно-охранных мер направлено на: замену существующих технологий и техники на более экологичные; минимизацию отходов бурения (разработка спец. технологий утилизации, обезвреживания, снижения объемов и уровня токсичности).

Среди внедряемых мероприятий следует прежде всего отметить: переход к *горизонтальному бурению* скважин, применение высокоэффективных низкотоксичных буровых растворов и технологич. жидкостей (в т. ч. на синтетич. биоразлагаемой основе); повышение качества технологии цементирования скважин (в т. ч. с отверждением отходов бурения в заколонном пространстве); бурение скважин с замкнутой циркуляционной системой, 4-ступенчатая очистка бурового раствора, включающая высокоэффективные каскадные вибросита, гидроциклоны и центрифуги; химич. обезвреживание буровых растворов; закачка твердых и жидких отходов бурения в непродуктивные пласты; переход к мало- и безотходным технологиям.

Постоянный мониторинг окружающей среды, правильный выбор и применение новейших экологически чистых материалов и технологий при С. с. позволит значительно снизить вредное воздействие на окружающую среду.

К. И. Джафаров, В. Л. Заворотный.
«СТРОЙТРАНСГАЗ» – открытое акционерное об-во, ведущая нефтегазостроительная компания России. Основан в 1990. Один из соучредителей «С.» – ОАО «Газпром» (владеет 25,9% акций). На нач. 2003 предприятия, подразделения, филиалы и представительства «С.» работали в 21 регионе России и в 14 странах мира.

Осн. направления деятельности: строительство – трубопроводы, *компрессорные станции*, *дожимные компрессорные станции*, нефтеперерабатывающие заводы, объекты обустройства м-ний, объекты хранения нефти и газа (включая подземные), гражданские и пром. сооружения, предоставление техники в лизинг; инжиниринг – организация финансирования, поставки, упр-ние проектами, проектирование трубопроводных систем,

нефтегазовых и пром. проектов; производство – газовое оборудование, оборудование для стр-ва трубопроводов; соединительные детали трубопроводов, изготовление технич. блоков и сушеблоков; добыча углеводородов – разведка и разработка м-ний; добыча нефти и газа; реализация нефтепродуктов.

«С.» ведет для «Газпрома» стр-во основных систем *магистральных газопроводов* в России общей протяженностью ок. 2 тыс. км (все газопроводы большого диаметра), а также весь комплекс работ по обустройству *Заполярного месторождения*, первую очередь к-рого ввел в 2001, а вторую – поэтапно в 2002 и 2003.

Компания осуществляет стр-во *линейных компрессорных станций* на магистральных газопроводах и дожимных компрессорных станций на *Уренгойском месторождении* и *Ямбургском месторождении*. С 1992 по 2003 введено в эксплуатацию св. 50 компрессорных станций общей установленной мощностью ок. 2960 МВт, реконструировано 18 компрессорных станций общей мощностью 730 МВт с заменой турбоагрегатов в установкой рекуператоров. Ведет стр-во в Пермской обл. *подземного хранилища газа* активной емкостью 0,6 млрд. м³.

С 1997 «С.» ведет работы по *газификации* регионов России. В 1998–99 в Орловской, Астраханской и Липецкой областях построено ок. 4,0 тыс. км распределительных газовых сетей и газифицировано св. 310 населенных пунктов.

Крупными заказчиками «С.» являются также рос. нефтяные компании: «Сибнефть» – стр-во промисловых сооружений в Тюменской обл. и газопровода на Чукотке; «Юкос» – стр-во нефтегазопроводов и обустройство Приобского нефтяного м-ния; «Тюменская нефтяная компания» и «Славнефть-Мегионнефтегаз» – стр-во нефтепроводов и водоводов на м-ниях.

«С.» разрабатывает и применяет на практике новые технологии стр-ва и испытаний нефте- и газопроводов. Впервые в арктич. условиях при вводе в эксплуатацию участка газопровода Заполярное – Уренгой была применена новая всепогодная технология испытания трубопровода, позволяющая обеспечить перекачку газа после завершения испытаний из испытываемого участка газопровода обратно в действующий газопровод. Такая технология обеспечивает значительную экономию природного газа и является наиболее экологически чистой. При стр-ве трубопроводов применена новейшая технология по устройству *переходов* методом горизонтально-направленного бурения. Данная технология позволяет строить трубопроводы и коммуникационные сооружения через любые препятствия, проходя под ними, что позволяет сводить к минимуму пагубное воздействие на окружающую среду и обеспечить надежную защиту трубопровода от эрозионных и оползневых явлений.

Дочерняя организация компании «ГазНИИпроект» осуществляет проектно-изы-

скадельские и конструкторские работы по капитальному ремонту, новому строению магистральных газопроводов и нефтепроводов, газификации областей и регионов, компрессорных и насосных станций, пром. и гражданских зданий и сооружений, разработку документации по охране окружающей природной среды, оценке воздействия на окружающую природную среду пром. безопасности предпроектной и проектной документации: н.-и. и опытно-конструкторские работы. Кроме того институт предоставляет инженерные, информационные и программно-технические услуги.

В группу «С.» входят также машиностроительные и пром. предприятия, специализирующиеся на выпуске машин и оборудования для строива трубопроводов (Камешковский з-д во Владимирской обл.), произ-ве газовых счетчиков (з-д «Газдевайс» в Московской обл.), соединительных деталей для магистральных газопроводов (ОАО «Трубодеталь» в Челябинской обл.), модульных газовых котлов и котельных установок (з-д Теплотехнич. оборудования в Московской обл.), блочно-комплектных устройств для объектов нефтяной и газовой промышленности (з-д блочно-комплектных устройств в г. Тюмень) и др.

Для снижения техногенного воздействия на окружающую среду компания применяет прогрессивные природоохранные технологии: горизонтально-направленное бурение, исключение взрывных технологий, очистку воды в период гидротестирования, применение пыле- и шламоуловителей при продувке газопроводов, установка шумо-, вибро- и светопоглощающих экранов и т.д. Осуществляется экологический мониторинг, рекультивация земель.

А. И. Гриценко.

СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА — распределение в породе пор по размерам. С.п.п. является одной из характеристик *фильтрационно-емкостных свойств* коллектора. Пористая среда характеризуется не только величинами *пористости, проницаемости, глинистости*, но также и *трещиноватостью, кавернозностью* и уд. поверхностью.

Важнейшей характеристикой структуры порового состава является распределение пор по размерам, определяющим совокупность концентраций различных по эффективному диаметру пор в поровом объеме пород.

У грубо-, крупно- и среднезернистых хорошо отсортированных и слабо цементированных пород преобладают относительно крупные и близкие по размерам поры, у мелко- и тонкозернистых пород больше всего мелких и тонких пор.

Поровый состав цементированных обломочных пород обусловлен не только гранулометрич. составом, но и содержанием цемента, его типа. Здесь встречаются поры самых разных эффективных диаметров, причем доля крупных пор уменьшается, а мелких и субмикронных возрастает.

Поровый состав карбонатных пород зависит от их происхождения и сте-

пени развития вторичных процессов. Среди биогенных известняков могут встречаться хорошо сохранившиеся раковины и остатки водорослей. В поровом пространстве таких пород преобладают сравнительно крупные и одинаковые по размеру поры. Детритовые и биодетритовые известняки содержат больше мелких пор.

Известняки и доломиты хемогенного происхождения имеют пелитоморфную (скрытокристаллич.) структуру, тонко-, мелко- и среднезернистую, реже оолитовую структуру. У пелитоморфных карбонатных пород преобладают одинаковые по размеру поры, у оолитовых известняков они также близки по размеру, но гораздо крупнее. У других разновидностей хемогенных пород размер относительно одинаковых по величине пор определяется размером слагающих зерен. Все названные выше карбонатные породы в результате вторичных изменений могут содержать также каверны, сульфатизированные участки, поэтому их поровый состав сложный. Т.о., поровый состав в значительной степени определяет многие петрофизич. характеристики пород: коэффициенты проницаемости, уд. электропроводность, электрохимические, гамма-активность и др.

Лит.: Ханин А.А., Петрофизика нефтяных и газовых пластов, М., 1976; Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И., Физика нефтяного и газового пласта, М., 1982; Дахнов В.Н., Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазоносности горных пород. 2 изд., М., 1985.

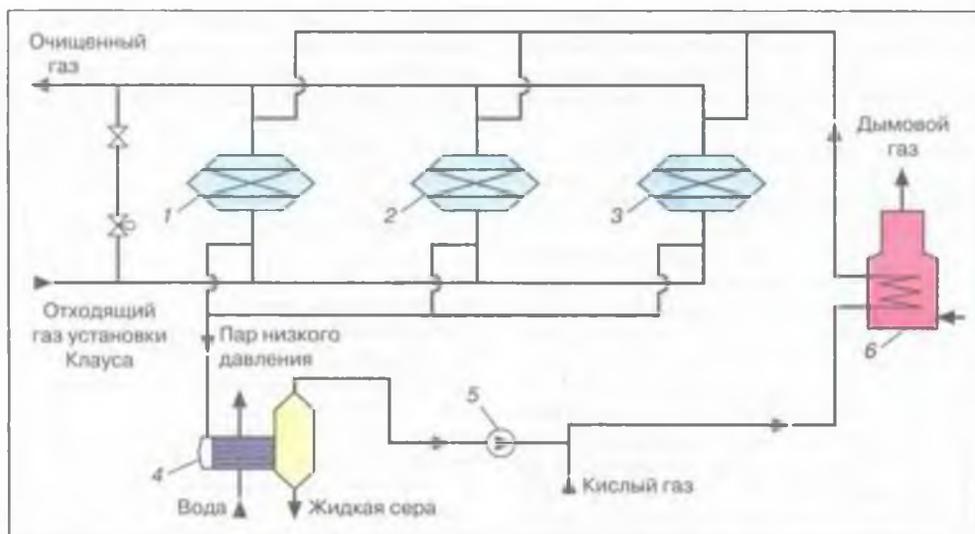
А. В. Дахнов.

СУЛЬФИДНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ, сероводородное растрескивание под напряжением (СРН), — растрескивание стальных изделий в результате одновременного воздействия растягивающих напряжений и влажной сероводородсодержащей среды. Обусловлено общей электрохимической коррозией и насыщением корродирующей стали атомарным водородом, приводящим к снижению пластичности металла (охрупчиванию), зарождению и развитию трещин при напряжениях более низких, чем напряжения, вызывающие растрескивание в отсутствие сероводорода в рабочей среде. Является частным случаем *коррозионного растрескивания под напряжением*, обусловленным одноврем. воздействием на металл. изделия растягивающих напряжений и коррозионной среды, способствующей возникновению и развитию трещин. При СРН трещины развиваются в плоскостях, перпендикулярных направлению растягивающих напряжений, величина к-рых существенно ниже предела текучести материала. В отличие от коррозионного растрескивания под напряжением в других средах, когда с ростом темп-ры возрастает интенсивность растрескивания, при СРН макс. растрескивание наблюдается при темп-рах 20–40 °С. Выше этих темп-р его интенсивность существенно снижается, а при приближении к 100 °С и выше проявляется слабо.

Т.к. природный газ нередко содержит в значительном кол-ве H_2S (иногда до нескольких десятков процентов), для обустройства объектов с сероводородсодержащими средами под высоким давлением применяются изделия (трубы, сосуды, аппараты), изготовленные в исполнении, стойком против этого вида разрушений, подтвержденном испытанием по спец. методикам. СРН может проявляться на изделиях из разл. сталей (углеродистых, низко-, среднелегированных, а также высоколегированных всех структур). СРН может приводить к разрушению труб и оборудования за короткое время эксплуатации без заметного уменьшения толщины стенки от общей коррозии, если материал изготовления не обладает достаточной стойкостью в условиях работы. Повышению стойкости углеродистых и низколегированных сталей против СРН способствуют такие структурные характеристики, как мелкозернистость, миним. содержание неметаллич. включений, а также отсутствие структурных напряжений (характерны для сталей, термоупрочненных путем закалки с последующим неполным отпуском, а также для сталей, подвергнутых холодному наклепу, и др.). С повышением твердости и прочности стали усложняется достижение удовлетворительной стойкости против СРН. Для большинства конструкционных сталей это достигается оптимальной термообработкой. Для получения сталей, сочетающих повышенную прочность и стойкость против СРН, вводят легирующие добавки (Mo, Cr, V, Nb и др.). С повышением содержания в стали углерода и легирующих упрочняющих элементов возрастает значение термообработки при изготовлении изделия, а также термообработки сварных швов. Изделия из углеродистых сталей, содержащих не более 0,25% углерода, могут иметь удовлетворительную стойкость против СРН в горячекатанном состоянии, повышающуюся после нормализации и особенно после закалки с последующим отпуском. Изделия из сталей с более высоким содержанием углерода, а также легированные упрочняющими элементами подвергаются, как правило, закалке с последующим высоким отпуском для достижения удовлетворительной стойкости против СРН. Сварные швы подлежат термообработке не только для снятия сварочных напряжений, но и с целью смягчения металла в сварном шве и околошовной зоне, где в процессе охлаждения металла после сварки образуются твердые закалочные структуры (мартенсит, промежуточные неравновесные структуры), к-рые при отпуске переходят в более мягкую структуру. В зависимости от вида и кол-ва содержащихся в стали легирующих элементов требуемая темп-ра и длительность отпуска меняются. См. также ст. *Внутренняя коррозия и Коррозионный контроль*.

В. И. Афанасьев.

СУЛЬФРЕН — процесс очистки отходящих газов, установок *Клауса* процесса от сероводорода и диоксида серы. Разрабо-



Принципиальная технологическая схема процесса Сульфрен: 1, 2, 3 – реактор-адсорбер; 4 – конденсатор; 5 – газодувка циркуляции газа регенерации; 6 – печь подогрева газа регенерации.

тан совместно франц. «Эльф Аkitен» и нем. «Лурги» фирмами в 1968. В России впервые применен в 1979 на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Всего к кон. 90-х гг. в России построено 15 установок С.: 8 установок на Астраханском газоперерабатывающем заводе и 7 – на Оренбургском ГПЗ.

С. относится к сухим процессам очистки, использующим обратимую реакцию Клауса при темп-ре ниже точки росы по сере в слое твердого катализатора. По технологич. оформлению С. является продолжением двухреакторной установки Клауса и представляет собой ее последнюю холодную ступень. Осн. отличие С. – более благоприятная темп-ра (125–150 °С) для взаимодействия H_2S и SO_2 . Образовавшаяся сера конденсируется на поверхности катализатора и остается в зоне реакции, что смещает равновесие реакции Клауса в сторону получения серы. Но, с другой стороны, это приводит к заполнению поверхности катализатора жидкой серой и снижению его активности. Десорбция серы проводят продувкой реактора очищенным в С. газом при темп-ре 300 °С.

Теоретически содержание сернистых соединений после установки (Клауса + С.) не должно превышать 0,15% об. в пересчете на серу. На практике степень извлечения серы зависит от условий и эффективности эксплуатации установки Клауса и снижается при отклонениях соотношения $H_2S:SO_2$ от стехиометрического, дезактивации катализатора, наличия в очищенном газе сероуглерода (CS_2), к-рый в условиях реактора С. практически инертен, а также из-за потерь серы с газовой фазой (в виде тумана и капельной серы).

Гл. фактор, определяющий эффективность работы реакторов С., – активность катализатора в реакции Клауса и его способность адсорбировать и десорбировать серу. Кол-во активных центров пропорционально уд. поверхности, а сорбцион-

ные свойства определяются пористой структурой. Поэтому эффективный катализатор для процесса С. должен обладать развитой уд. поверхностью (не менее 300 м²/г), к-рая обеспечивается необходимым объемом микропор и характеризуется оптимальным соотношением микро- и макропор. С сер. 1970-х гг. в качестве катализатора используют активный оксид алюминия с особой пористой структурой.

Процесс С. циклический и проходит в две стадии (рис.): адсорбция – реакция Клауса, сопровождающаяся конденсацией серы в порах катализатора при темп-ре 125–150 °С; десорбция серы газом регенерации при темп-ре 300 °С и охлаждение реактора. Технологич. схема установки С. в зависимости от производительности включает 2 или 3 попеременно работающих реактора.

Гл. преимущества процесса – простота схемы; отсутствие побочных отходов и сточных вод; высокая производительность; более низкая стоимость очистки газа.

О. Е. Филатова.

СУПЕРЭКОТОКСИКАНТЫ, см. *Экологически опасные факторы*.

«СУРГУТГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Осуществляет транспортировку газа, транспортировку и переработку газового конденсата. Является составной частью Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Адм. центр – г. Сургут (Ханты-Мансийский авт. округ – Югра).

С 1989 правопреемник производств. объединения «Сургуттрансгаз», основанного в 1977. С 1993 носит современное название.

До кон. 1970-х гг. газовые потоки с м-ний Зап. Сибири шли по трассе объединения «Тюментрансгаз». При вовлечении в разработку м-ний от Уренгоя до Ср. Приобья была доказана целесообразность стр-ва юж. варианта трассы через

Сургут – Тобольск – Тюмень и далее на Челябинск. Самым перспективным м-нием новой трассы был Вэнгануровский газовый промысел, поэтому стр-во газопровода Уренгой – Челябинск началось именно отсюда. В кон. 1978 началась эксплуатация первой очереди магистрального газопровода, и газ Вэнгануровского м-ния поступил на Урал.

В 1981 завершились осн. работы на трассе газопровода: было построено 14 компрессорных цехов, протяженность газопроводов составила св. 3,6 тыс. км. В 1982 газопровод вышел на проектную мощность: ежедневно прокачивалось св. 200 млн. м³ газа.

В 1990-е гг. в эксплуатацию было введено Комсомольское месторождение, к числу освоенных м-ний добавилось Западно-Таркосалинское.

«С.» поставляет газ по газопроводу Уренгой – Челябинск с северных м-ний Зап. Сибири до юж. границ Тюменской обл. Система трубопроводов компании проложена по терр. Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского авт. округов, юж. районов Тюменской обл.

В «С.» входят 15 линейно-производств. упр-ний. На 17 компрессорных станциях установлен 231 газоперекачивающий агрегат. Для поддержания в рабочем состоянии ведется реконструкция компрессорных станций, налажены ремонт и восстановление узлов газоперекачивающих агрегатов, созданы мобильные бригады для обслуживания трассы газопровода и компрессорных станций.

В 2002 пущена первая очередь компрессорной станции «Пуртазовская» на магистральном газопровode Заполярное – Новый Уренгой. Станция соединила Заполярное месторождение с Единой системой газоснабжения России. «Пуртазовская» – это совр. произ-во, оснащенное с учетом последних науч. и технич. достижений.

Видное место в экономике «С.» занимает Сургутский завод стабилизации конденсата, суммарная мощность к-рого составляет 8 млн. т продукции в год, мощность по первичной переработке – 4 млн. т. Завод является крупнейшим в России предприятием с развитым производством и системой отгрузки и доставки потребителю товарной продукции – моторных топлив и сжиженных газов. Осн. задача развития Сургутского завода – выпуск высококачественной конкурентно способной и высококоррентабельной продукции. В 2002 пущена в эксплуатацию 1-я очередь комплекса по облагораживанию моторных топлив. Продукцией установки является высокооктановый компонент автомобильных бензинов. Это позволит увеличить в 5 раз произ-во автотомоб. бензинов и составит ок. 1,2 млн. т в год, что полностью покроет потребности Ханты-Мансийского автономного округа и Тюменской обл. в автомобильном топливе.

В 1996 была создана целевая программа по созданию интегрированной автоматизиров. системы упр-ния техноло-

гическими процессами транспорта и переработки газа и газового конденсата. «С.» входит в группу лидирующих предприятий «Газпрома» в области автоматизации и внедрения новых систем управления.

Два подразделения акционерного общества выполняют большую работу по ремонту технологич. и электротехнич. оборудования и поддержанию в работоспособном состоянии системы магистральных газопроводов Уренгой – Челябинск. Осн. объемы работ на *линейной части* газопровода предприятие выполняет силами трех аварийно-восстановительных поездов.

В структуру «С.» входят также три предприятия технологич. транспорта и спецтехники. Все подразделения имеют хорошую ремонтную базу, объекты соц. и лечебно-оздоровительного назначения. Строительные подразделения «С.» выполняют весь комплекс строительно-монтажных и ремонтных работ.

«С.» проводит постоянную работу по сокращению техногенного воздействия на окружающую среду в природных условиях от приполярной гундры до лесостепей на Ю. Тюменской обл.

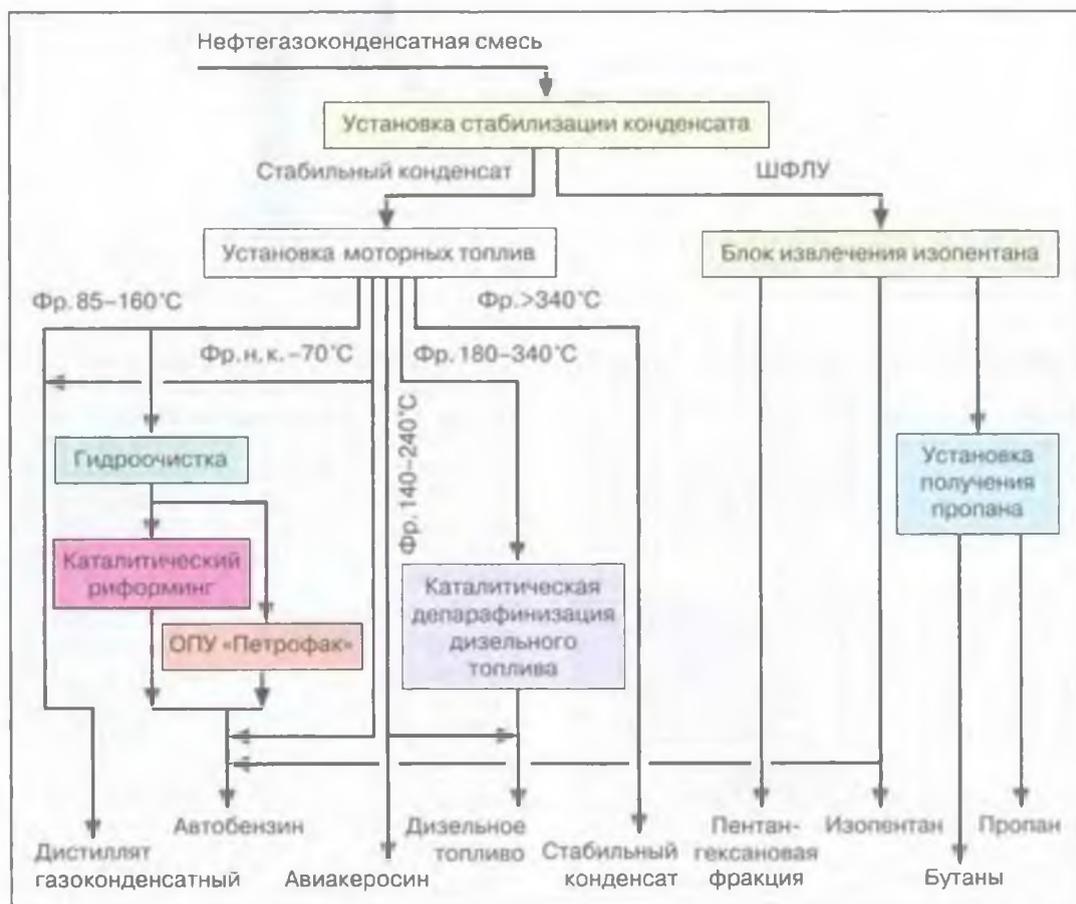
Перспективы компании связаны с эксплуатацией газопровода Заполярное – Уренгой (три нитки газопровода диам. 1420 мм протяженностью 193 км), разработкой нефтяных м-ний Зап. Сибири. Эксплуатация Заполярного м-ния позволит компенсировать сокращение уровня добычи на действующих промыслах Зап. Сибири.

П. И. Кириченко.

СУРГУТСКИЙ ЗАВОД СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА – предприятие по переработке газового конденсата. Находится в Тюменской обл., в г. Сургут. Введен в эксплуатацию в 1985.

Сырьевой базой в осн. является деэтанализованный газовый конденсат, поступающий по конденсатопроводу Уренгой – Сургут с *Уренгойского управления подготовки конденсата к транспорту*. Кроме того, на завод поступает товарная нефть с нефтепромыслов *Уренгойского месторождения*.

В перспективе предусматривается увеличение объемов переработки углеводородного сырья за счет ввода в эксплуатацию новых газоконденсатных м-ний Тюменской обл. Годовая мощность завода: 8 млн. т по сырью и 4 млн. т по первичной переработке. Блок-схема завода включает (рис.): установки по стабилизации деэтанализов. нефтегазоконденсатной смеси (конденсата), первичной переработки нефтеконденсатной смеси (установка моторных топлив), каталитич. риформинга с получением автобензинов Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95; блок гидроочистки и каталитич. депарафинизации дизельной фракции для получения дизельного топлива зим-



Блок-схема Сургутского завода стабилизации конденсата.

ней и арктич. марок, а также блок предварительной очистки сырья каталитич. риформинга, риформинга «Петрофак»; комплекс по переработке широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), в составе которого имеется блок извлечения изопентана и узел получения пропана с выработкой изопентановой фракции (компонент автобензина), пропана и суммы бутанов.

Выход дизельного топлива составляет до 85% (на большинстве отечеств. нефтеперерабатывающих з-дах страны 90–98%).

Продукция завода – дизельное топливо, автомот. бензины (неэтилированные), авиакеросин, технич. пропан, технич. бутан, изопентан, пентан-гексановая фракция, дистиллят газоконденсатный, *стабильный конденсат* (полуфабрикат).

Внедрение новых технологич. процессов (гл. обр. вторичных) позволяет увеличить глубину переработки конденсата и повысить рентабельность завода.

А. А. Сторожко.

СУХОЙ ГАЗ, тощий газ, – природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся резким преобладанием в его составе *метана*, сравнительно невысоким содержанием этана и низким – тяжелых углеводородов. К С.г. относятся попутный газ нефтяных м-ний (т.н. *нефтяной газ*), претерпевший окисление, а также газы, образу-

ющиеся при углефикации *органического вещества* гумусового типа. В промышленных условиях получается путем очистки природного газа от тяжелых углеводородов, водяных паров, сероводорода, механич. примесей на *установках комплексной подготовки газа* и на *газоперерабатывающих заводах*. С.г., подаваемый в *магистральные газопроводы*, должен содержать не более 20 мг/м³ H₂S и иметь относительную влажность до 60–75%.

СЧЕТЧИКИ газа, см. в ст. *Учет расхода газа*.

СЫРОЙ ГАЗ, жирный газ, – природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся повышенным содержанием (св. 15%) тяжелых углеводородов (C₃H₈ + высш.). К С.г. относятся попутные газы нефтяных и газы газоконденсатных залежей (т.н. *нефтяные газы*), хорошо изолированные от гипертенных воздействий. В промышленных условиях в эту же категорию входят газы, содержащие тяжелые высокомолекулярные жидкие и твердые углеводороды высококипящих фракций и пары воды. С.г. подвергаются осушке, отбензиниванию и очистке на *установках газонефтяных промыслов* и на *газоперерабатывающих заводах*.

СЫРОЙ КОНДЕНСАТ, см. *Нестабильный конденсат*.

Т

ТАМПОНАЖНЫЙ МАТЕРИАЛ, тампонажный раствор, – твердеющая композиция на основе вяжущего или смеси вяжущего вещества с инертными или активными добавками, к-рая при взаимодействии с жидкостью затвердения образует раствор, постепенно переходящий в камень.

Выбор и подготовка Т. м. предшествует процессу *цементирования* скважины.

Т. м. выбирают в соответствии с классификацией и учетом горно-геологич. условий пробуренной скважины, при этом они должны удовлетворять требованиям ГОСТа, технич. указаний или руководящих документов. Т. м. подразделяются по: вещественному составу – цемент без добавок, с добавками и песчаный; плотности – облегченный, нормальный и утяжеленный; температуре применения – низкой, нормальной, умеренной и повышенной; сульфатостойкости – высокой, низкой. Кроме того, существует ряд цементов спец. назначения, не входящих в ГОСТ, в т. ч. тампонажные цементы для условий *многолетнемерзлых пород*, коррозионно- и термостойкие расширяющиеся и напрягающиеся, на углеводородной основе. Подбор состава тампонажного раствора для конкретных условий осуществляют в лабораториях буровых организаций.

А. А. Ключев.

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ КОЛОННЫ, см. в ст. *Колонное оборудование*.

ТАС-ЮРЯХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Респ. Саха (Якутия), в 75 км к Ю.-З. от г. Мирный. Входит в *Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1981.

М-ние приурочено к одноименной брахиантиклинали Мирнинского выступа в пределах сев.-вост. части Ненско-Ботубинской антеклизы *Сибирской платформы*. Ее размеры (19–23) × (35–38) км, амплитуда 35–40 м. Строение складки осложнено дизъюнктивными нарушениями сев.-вост. простирания, разделяющими структуру на 7 ступенчато-погружающихся в вост. направлении обособленных блоков, в 5 из к-рых обнаружены залежи углеводородов.

Разрез м-ния представлен терригенными, карбонатными, галогенными породами антропогена, юры, кембрия и венда общей вскрытой толщиной 2067 м. Промышленно-газоносными являются терригенные коллекторы (снизу вверх) талахского и ботубинского горизонтов венда.

В талахском горизонте пром. газоносность выявлена в I, II, III блоках. Эффективные газонасыщенные толщины 3,4–13 м, пористость 14–16%, газонасыщенность 56–63%, пластовое давление 13,9–14,1 МПа. ГВК залежи в блоке I на абс. отметке –1614,4 м, в блоке II на отметке –1633 м, блоке III на отметке –1629,7 м.

В ботубинском горизонте выявлено 5 залежей нефти и газа. В блоке I ГВК на абс. отметке –1596,5 м, размеры залежи 13,3 × 8 км, высота 29,1 м. В блоке II ГНК на абс. отметке –1596 м, ВНК на отметке от –1597,2 до –1615,4 м, размеры залежи 19 × 7 км, высота нефтяной части 19,4 м, газовой до 32,4 м. В блоке III соответственно от –1590,3 до –1593,9 м, –1601,7 м, 20 × 2 км, 9,7 м, 18,1 м; в блоке IV: –1598 м, –1611 м, 24,5 × 5,5 км, 13 м, 34 м; в блоке VII: –1617,2 м, –1621,4, 25,5 × 7 км, 4,2 м, 22,8 м.

В газовой части горизонта эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1 до 21,6 м, пористость 10–14%, газонасыщенность 85–88%. Пластовое давление 14,1 МПа. Для нефтяной части горизонта эффективные толщины не превышают 13,5 м, пористость 8–14%, нефтенасыщенность 76–96%.

Состав газа (в %): метан 79,9–86,2; этан 4,3–7,4; пропан 1,5–2,5; бутаны 0,7–0,9; пентан + высш. углеводороды 0,7–0,8; азот и гелий 0,5–0,6; углекислый газ 6,1–7,9.

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ составили 102,7 млрд. м³, по категории С₂ – 11,3 млрд. м³, суммарная добыча при освоении составила 0,1 млрд. м³.

Г. Ф. Пантелеев.

«ТАТТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Адм. центр – г. Казань. Осуществляет транспортировку газа в центр. регионы России, страны ближнего и дальнего зарубежья, поставки природного газа по терр. Татарстана. С 1993 правопреемник Казанского упр-ния магистральных газопроводов, созданного в 1955 после ввода в эксплуатацию магистрального газопровода Миннибаево – Казань, первого в Татарии.

В 1959 завершилось стр-во в системе «Главгаза» быв. СССР Каргалинской компрессорной станции. В 1962 построен участок газопровода Миннибаево – Ижевск, сдан в эксплуатацию газопровод Казань – Йошкар-Ола. В 1964 объемы транспортировки газа достигли 1,464 млрд. м³ в год. Общая протяжен-

ность газопроводов составила 1273 км. В республике действовало 12 *газораспределительных станций*. В 1965 впервые в быв. СССР был освоен магистральный транспорт сжиженных газов (пропан, бутан) по продуктопроводу Миннибаево – Казань протяженностью 300 км, что позволило обеспечить углеводородным сырьем Казанский 3-д органич. синтеза. В 1966 начата поставка углеводородного сырья на Нижнекамский комб-т. В 1967–72 сданы в эксплуатацию газораспределительные станции и газопроводы-отводы к гг. Нижнекамск, Набережные Челны, Елабуга, Менделеевск. В 1971 был сдан в эксплуатацию газопровод Оренбург – Заинск diam. 1020 мм. Для удовлетворения растущих потребностей Татарстана, его пром. предприятий и населения был построен подводящий газопровод от магистрального газопровода Ниж. Тура – Пермь – Казань – Горький – Центр. Это обеспечило поставку в республику природного газа из сев. районов Тюменской обл.

В 1982 было завершено стр-во этанопровода Оренбург – Казань с пунктом *регазификации* этана в г. Аппаково. Т. о., впервые в быв. СССР был освоен процесс транспортировки этановой фракции по магистральному трубопроводу при сверхкритич. режиме. В последующие годы был введен в эксплуатацию газопровод-отвод к Нижнекамскому пром. узлу. Газ начал использоваться как топливо на нижекамских ТЭЦ и др.

На нач. 2003 в состав «Т.» входят 3 линейных производств. упр-ния магистральных газопроводов в г. Альметьевск, с. Константиновка, пос. Шемордан, 16 эксплуатационных производств. упр-ний, расположенных на терр. Татарстана, ремонтно-восстановительное упр-ние, учебно-курсовой комб-т, научно-проектный центр «Татгазпроект» и др.

«Т.» эксплуатирует магистральные газопроводы протяженностью 5100 км, распределительные газопроводы протяженностью св. 33 тыс. км, из них 8 тыс. – полиэтиленовых, 180 газораспределительных станций, 5650 *газораспределительных пунктов*. Предприятие проводит технич. обслуживание газового оборудования пром., коммунально-бытовых и с.-х. предприятий республики, отопительных котельных и др. виды работ. Годовой объем реализации природного газа составляет 14,3 млрд. м³.

С 1955 по 2003 «Т.» поставил в республику более 370 млрд. м³ природного газа. Природный сетевой газ доведен до всех адм. районов республики. Ввод в экс-

платуацию газопровода-перемычки протяженностью 41,5 км между магистральными газопроводами Уренгой – Ужгород и Казань – Ниж. Новгород завершил программу газификации Татарстана природным газом.

На нач. 2003 уровень газификации республики составил ок. 94%, в т. ч. в сельской местности 95,1%. По уровню газификации сельских районов Татарстан вышел на 1-е место в Рос. Федерации.

Р. А. Кантюков.

ТЕКТОНИКА (от греч. tektonikós – имеющий отношение к стр-ву), геотектоника – раздел геологии, изучающий строение земной коры и закономерности структурной эволюции ее элементов.

Рос. геолог Н. С. Шатский определял Т. как науку о строении, движениях земной коры, строении и развитии Земли в целом. Т. является теоретич. основой практически всех наук о Земле.

Основы Т. были заложены в 17 в. В 20 в. она оформилась как самостоятельный раздел геологии, теоретич. основу которой составляют две фундаментальные теории – учение о геосинклиналях и Т. литосферных плит.

Геосинклинальная теория развивалась преим. как Т. континентов. Ее осн. элемент – представление о структуре Земли как о коллаже *платформ* и разделяющих их геосинклинальных складчатых поясов. Развитие Земли в рамках этой теории рассматривается как постоянная переработка коры геосинклинальным циклич. процессом, включающим мощное прогибание земной коры с образованием глубокого осадочного бассейна, его частную, а затем и общую инверсию с превращением региона в горно-складчатое сооружение. Крупным достижением геосинклинальной теории являлось выделение и обоснование формационных рядов в осадочном чехле, т. е. закономерной прогнозируемой смены осадочных и магматич. образований по вертикали и площади геологич. разреза. Формационный анализ до сих пор остается эффективным методом изучения *осадочных бассейнов*. Появление высокоразрешающей сейсморазведки завершилось становлением сейсмоформационного анализа, позволяющего прогнозировать осадочный разрез до глубокого бурения. Эффективным методом тектонич. исследований является выделение структурно-формационных комплексов, сложных закономерных рядов формаций и характеризующихся однотипной структурой и близкой степенью метаморфич. преобразованности.

Т. литосферных плит (плейт-тектоника, новая глобальная Т.) идейно начала оформляться с 1920-х гг., но как теория была признана в кон. 1960-х гг. Это глобальная теория, т. к. объясняет развитие и континентов, и океанов. Ее основу составляет представление о существовании жестких литосферных плит, горизонтально дрейфующих под воздействием конвективных потоков в мантии. Поднимающиеся в срединно-океанич. хребтах глубинные массы образуют зоны спрединга (растяжения), к-рые по кон-

вейерному принципу компенсируются в зонах субдукции (подныривания, поглощения) в глубоководных желобах активных континентальных окраин. Литосферные плиты (их ср. мощность 100 км) перемещаются относительно вязкой астеносферы. При этом выделяются дивергентные (при раздвиге плит), конвергентные (при сближении) и трансформные (при сдвиге) границы между плитами. На дивергентных границах развиваются процессы спрединга и рифтогенеза, на конвергентных – субдукции, обдукции (надвигание океанской литосферы на континентальную окраину) и коллизии (столкновение двух континентов или континента с островной дугой). Т. плит хорошо объясняет закономерности строения океанов. На континентах следы плитотектонич. процессов выражены в складчатых зонах офиолитовыми поясами (фрагментами древней океанич. коры), а также устанавливаются по палеомагнитным данным. Вместе с тем Т. плит до сих пор имеет противников, хотя геосинклинальные построения вписываются в более общую ее концепцию. В рамках Т. плит разработаны совр. классификации осадочных басс.

В кон. 20 в. стала развиваться новая тектонич. концепция – нелинейная геодинамика, порожденная открытиями в области сейсмич. томографии Земли и достижениями в теории нестационарных нелинейных процессов. Она рассматривает процессы, происходящие в ядре (тектоника ядра), мантии (плюм-тектоника) и астеносфере и литосфере (Т. плит). Нелинейная геодинамика суммирует достижения всех наук о Земле, но практич. ее приложение только разрабатывается. Существуют и др. тектонич. гипотезы (расширяющейся Земли и др.).

Особым подразделением Т. является структурная геология (морфологич. Т.), изучающая формы залегания горн. пород, складчатые, разрывные, магматогенные нарушения. Служит основой для нефтяной геологии, поскольку обеспечивает структурные построения, определяет закономерности формирования и размещения м-ний углеводородов. Выделяются тектонич. критерии нефтегазоносности: тектонич. тип *нефтегазоносного бассейна* и отд. структурно-формационных комплексов, амплитуда прогибаний, время и характер деформаций, влияние Т. на *миграцию, аккумуляцию и консервацию* углеводородов. *Тектоническое районирование* является основой нефтегазогеологич. районирования. Активно разрабатываются системы трехмерного (объемного) изучения Т. геологич. объектов, связанные с получением объемной сейсмич. информации о нефтегазоносных басс. и структурах.

ТЕКТОНИЧЕСКИЙ РЕЖИМ – преобладающий тип тектонич. движений и деформаций в осн. структурных областях земной коры, длительно в них сохраняющийся. Осн. показатели Т. р. – амплитуда и скорость вертикальных и горизонтальных движений, приводящих к дислокациям земной коры, а также магматизм (форма и характер проявления, масшта-

бы). Т. р. определяет характер строения участков земной коры, набор и тип формаций (ассоциаций горн. пород) и м-ний полезных ископаемых, метаморфизм пород, сейсмичность. Т. р. – категория историческая: на одном участке земной коры Т. р. сменяют друг друга во времени.

Главные типы Т. р.: платформенный (ортоплатформенный, плитный), переходный (промежуточный), геосинклинальный, орогенный постгеосинклинальный, орогенный постплатформенный, пассивной континентальной окраины (иногда разделяют на Т. р. рифтогенный и талассогенный), активной континентальной окраины и др.

Платформенный Т. р. подразумевает обычно небольшие скорости и амплитуды вертикальных движений, резко ограниченный масштаб горизонтальных движений, отсутствие гранитоидного интрузивного магматизма, ограниченное проявление основного эффузивного (траппового) магматизма. Платформенный Т. р. фиксируется образованием характерных платформенных формаций и платформенных структур в чехле плит – *синеклиз, антеклиз, сводов, впадин*. Для переходного Т. р. характерны вертикальные перемещения с большой скоростью, разнообразный по составу эффузивный магматизм, ограниченное проявление горизонтальных движений. Фиксируется оживлением разломов, образованием различного типа грабенообразных структур. Для газобразования и газонакопления наиболее благоприятный – платформенный Т. р. За ним следует Т. р. пассивных и активных континентальных окраин, переходный и орогенный (постплатформенный и постгеосинклинальный).

Н. А. Крылов.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ – разделение земной коры на зоны, различающиеся толщинами гранитного и базальтового слоев, характером и возрастом дислокаций пород, проявлениями магматизма.

Выделяют: континенты, для к-рых характерен континентальный тип коры, мощный осадочный (до 10 и даже 20 км), гранитный (15–20 км на платформах, 25–30 км в горн. областях) и базальтовый слой суммарной мощностью до 75 км: океаны с океанич. типом коры небольшой мощности (5–6 км), увеличивающейся к подножию континентов, – осадочный слой (глинистые, кремнистые и глубоководные отложения ср. мощностью ок. 1 км), базальтовый слой (1,5–2 км) и подстилающие магматич. породы основного состава; переходные зоны – от океанской к континентальной (континентальная кора мощностью менее 30 км и с менее выраженным гранитным слоем) и от континентальной к океанской (океанич. кора повыш. мощности обычно за счет осадочного слоя) без гранитного слоя.

Одними из наиболее признанных оснований Т. р. на континентах является разделение по времени прекращения геосинклинального режима со складчатостью и магматизмом или по времени

становления платформенного тектонич. режима. Более крупномасштабное Т.р. предполагает выделение в пределах платформ *щитов и плит, антеклиз и синеклиз, авлакогенов* и более мелких структурных форм, а в пределах *складчатых областей* – антиклинорий, синклинорий и др. структур. Выделяются пограничные структуры – *краевые прогибы*.

Переходные зоны между континентом и океаном разделяют на пассивные (в условиях растяжения земной коры) и активные (в условиях сжатия) окраины. Важнейшим типом структур пассивных окраин являются *периокеанич.* (периконтинентальные) прогибы. Одним из элементов Т.р. является картографич. отображение разломов земной коры с разделением их в осн. по масштабу и типу.

Т.р. является основой нефтегазогеологич. районирования. *Н. А. Крылов.*

ТЕМП ИЗВЛЕЧЕНИЯ газа (нефти), см. *Темп отбора*.

ТЕМП ОТБОРА запасов газа (нефти), темп извлечения газа, – отношение (в %) годовой добычи газа (нефти) из объекта разработки: 1) к начальным или текущим (остаточным) извлекаемым запасам; 2) к начальным или текущим (остаточным) геологич. запасам.

Показатель широко используется при анализе эксплуатации м-ний для сравнительной оценки интенсивности извлечения запасов для разных стадий разработки. На его величину влияют продуктивность пласта, *система разработки* и режим разработки, на начальной стадии – интенсивность освоения проектной системы разработки (температура разбухания и освоения системы поддержания *пластового давления*).

Т.о. – величина, меняющаяся в процессе разработки. Т.о. от начальных запасов газа определяется заданным оптимальным периодом стабильной добычи («полкой»), когда отбирается примерно $\frac{1}{2}$ начальных запасов. На крупных газовых м-ниях Т.о. обычно составляет 3–5%. Низкий Т.о. (часто менее 1%) характерен для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. *В. В. Аленин.*

ТЕМП РАЗРАБОТКИ газовой залежи (месторождения) – отношение годового отбора газа к начальным геологич. запасам, выраженное в процентах. Установление рационального Т.р. с учетом требований рыночной экономики, рентабельности газодоб. предприятий и снижение техногенного воздействия на окружающую среду – одна из осн. задач проектирования *систем разработки*.

Опыт разработки газовых м-ний России показывает, что Т.р. (в %) изменялись от 3–5 для крупных до 14–15 для средних и мелких м-ний. Для гигантских м-ний С. Тюменской обл. Т.р. сеноманских залежей составляют (в %): *Медвежье месторождение* 3,7–3,8, *Уренгойское месторождение* 3,8–4,4, *Ямбургское месторождение* 4.

Т.р. газового м-ния определяет *технологические показатели разработки*. Чем выше Т.р., тем меньше период постоян-

ной добычи (подробно см. в ст. *Промышленная разработка*) при прочих равных условиях. Для каждого конкретного газового м-ния существует предельная величина Т.р., при к-ром период постоянной добычи отсутствует.

Т.р. оказывает влияние на темп вторжения *пластовой воды* в газонасыщенный резервуар. Однако в этом случае нет однозначной закономерности. Все зависит от степени макронеоднородности м-ния и *системы размещения* скважин.

Для более или менее однородных продуктивных пластов увеличение Т.р. приводит к запаздыванию вторжения *пластовой воды* в залежь и в меньшей степени обводнения газонасыщенного резервуара.

Для сложностроенных и макронеоднородных резервуаров при концентриров. размещении эксплуатационных скважин увеличение Т.р. может привести к локальным прорывам *пластовых вод* к этим скважинам и снижению *коэффициентов газоотдачи* (конечных).

Лит.: Коротаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Гриценко А. И. и др., Промышленно-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ТЕМПЕРАТУРА ВОСПЛАМЕНЕНИЯ – минимальная темп-ра, при к-рой горячая смесь топлива и окислителя достигает

энергетич. уровня, обеспечивающего преодоление энергии активации начала экзотермич. и химич. реакции взаимодействия топлива и окислителя. Схема реакции:



где Т – топливо; О – окислитель; П. с. – продукты сгорания; q – химич. теплота горения топлива.

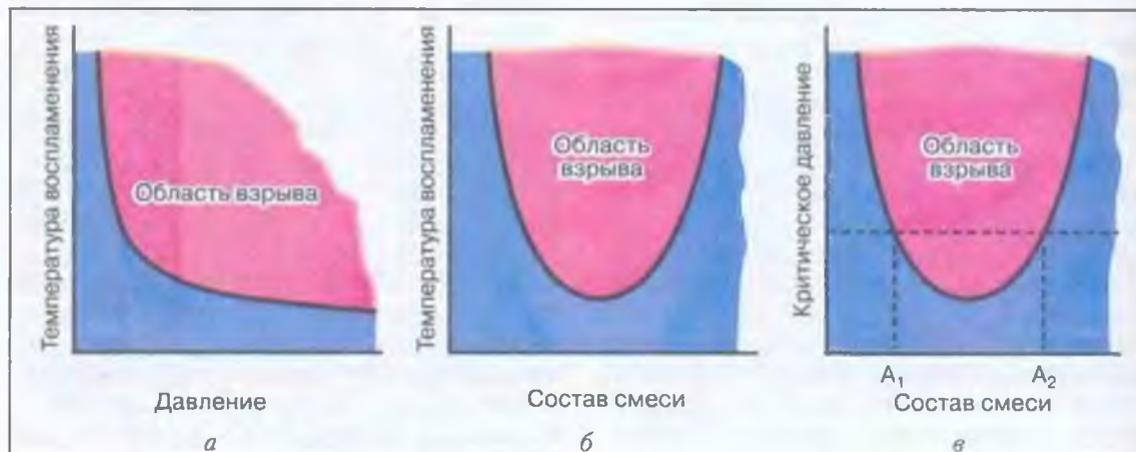
Процесс воспламенения всегда предшествует *горению* любого топлива. Он является подготовительным этапом к стадии непосредств. горения. В результате накопления теплоты экзотермич. реакций происходит воспламенение *горючей смеси* без видимого пламени. За счет выделения теплоты и повышения темп-ры реакция ускоряется и переходит в стадию самопроизвольного горения.

Воспламенение газовых смесей может происходить в результате самовоспламенения и зажигания. Т. в. зависит от состава *горючей смеси*, миним. термич. градиента по ее объему ($\Delta T_{об}$), темп-ры смеси и ее критич. давления (рис. и табл.).

Из рис. видно, что смесь воспламеняется только в диапазоне концентрационных пределов воспламенения от A_1 до A_2 . Наличие ниж. и верх. пределов воспламенения объясняется наличием соответственно балластного окислителя и избытка *горючего газа* по отношению к реагирующему кислороду. Кол-во теплоты, выделяемое на этих пределах, недоста-

Таблица. Температура и пределы воспламенения некоторых газов

Наименование газов	Измеренная темп-ра воспламенения газовой смеси, К		Доля газа в горючей смеси при $T = 290\text{К}$ и $p = 100\text{кПа}$, %	
	самая низкая	самая высокая	Пределы воспламенения	
			нижний	верхний
Водород	783	868	4,00	74,20
Оксид углерода	883	931	12,50	74,20
Метан	915	1123	5,0	15,00
Этан	783	868	3,22	12,45
Пропан	773	863	2,37	9,50
Бутан	703	843	1,86	8,41
Ацетилен	608	773	2,50	80,00
Сероводород	560	757	–	–
Бензол	990	1090	1,41	6,75
Коксовый газ	773	913	5,60	31,00
Природный газ	833	1073	5,00	15,00
Водяной газ	833	898	6,20	72,00



Зависимость температуры воспламенения от давления (а) и состава смеси (б) и критического давления воспламенения от состава смеси (в).

точно для компенсации теплопотерь. Изменение давления влияет на пределы воспламеняемости разл. газов по-разному. Напр., для смеси водорода с воздухом повышение давления выше атмосферного сужает пределы воспламеняемости, а для смеси метана с воздухом – расширяет. Понижение давления ниже атмосферного для всех углеводородных газов сближает концентрационные пределы воспламенения.

Инертные газы повышают ниж. предел почти пропорционально увеличению балласта, тогда как на верх. предел воспламеняемости в зависимости от газов они влияют по-разному: в сторону понижения и в сторону повышения. Повышение темп-ры горючей смеси расширяет концентрационные пределы воспламеняемости.

Лит.: Брюханов О.Н., Мастрюков Б.С., Аэродинамика, горение и теплообмен при сжигании топлива, СПб., 1994.

А.И. Плужников.

ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ – темп-ра газообразных продуктов сгорания ($t_{гор}$). Для кинетич., диффузионного, ламинарного, турбулентного и др. режимов горения при одинаковой полноте сгорания она будет одна и та же. За единицу измерения Т.г. в теплотехнич. расчетах принимают 1 °С, при более точных термодинамич. расчетах – 1К.

Т.г. определяет соотношение:

$$t_{гор} = (Q_H + Q_{ф} - Q_T - Q_d - Q_x) / \Sigma(V \cdot c_{ср}),$$

где Q_H , $Q_{ф}$, Q_T , Q_d , Q_x – соответственно низшая теплота сгорания, теплосодержание горючей смеси, теплота, отданная окружающей среде, теплота, затраченная на диссоциацию молекул RO_2 и H_2O , тепловые потери от химич. и физич. неполноты сгорания, кДж/м³; V – объем продуктов сгорания, м³; $c_{ср}$ – средневзвешенная теплоемкость продуктов сгорания в диапазоне темп-р от 0 °С до $t_{гор}$, кДж/(м³·К).

В зависимости от условий сжигания различают адиабатич. (жаропроизводительность), калориметрич. и теоретич. Т.г.

Адиабатическая Т.г. (t_a) – макс. темп-ра продуктов полного сгорания газов в адиабатич. условиях с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,0$ и при темп-рах газа и воздуха 0 °С:

$$t_a = Q_H^p / (\Sigma V \cdot c_{ср}),$$

где Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания; $\Sigma V \cdot c_{ср}$ – сумма произведений объемов и теплоемкостей компонентов продуктов полного сгорания 1 м³ газа без избытка воздуха. Жаропроизводительность горючих газов определяют методом последовательных приближений, т.к. теплоемкость газов непостоянна и увеличивается с повышением темп-ры. Жаропроизводительность нек-рых газов в сухом воздухе (°С): H_2 – 2235; CH_4 – 2043; CO – 2370; природного газа газовых м-ний – 2040.

Калориметрическая Т.г. (t_k) – темп-ра, к-рая определяется без учета диссоциации CO_2 и паров H_2O , но с учетом фактич. начальной темп-ры газа и

воздуха (α принимается по их действительным значениям):

$$t_k = (Q_H^p + q_{физ}) / (\Sigma V \cdot c_{ср}),$$

где $q_{физ}$ – теплосодержание (физич. теплота) газа и воздуха, отсчитываемое от 0 °С, кДж/м³. Природный газ и сжиженный углеводородный газ перед сжиганием обычно не нагревают, т.к. их объем по сравнению с объемом воздуха, идущего на горение, невелик. При сжигании газов с низкой теплотой сгорания (генераторные, доменные и др.) их теплосодержание оказывает существен. влияние на t_k . Калориметрич. Т.г. для природного газа в воздухе при темп-ре 0 °С, влажности 1% и $\alpha = 1$ составляет 2010 °С, то же при $\alpha = 1,20$ равно 1760 °С.

Теоретическая Т.г. (t_T) – макс. темп-ра, к-рая определяется аналогично калориметрич. Т.г., но с поправкой на эндотермич. (т.е. требующие затрат теплоты) реакции диссоциации CO_2 и паров H_2O , идущие с увеличением объема:

$$t_T = (Q_H^p + q_{физ} - q_{дис}) / (\Sigma V \cdot c_{ср}),$$

где $q_{дис}$ – суммарные затраты теплоты на частичную диссоциацию CO_2 и H_2O , кДж/м³; $V \cdot c_{ср}$ – сумма произведений объема и ср. теплоемкости продуктов сгорания с учетом диссоциации на 1 м³ газа. Теоретич. Т.г. для природного газа при темп-ре 0 °С, влажности 1% и $\alpha = 1,0$ равна 1920 °С, то же при $\alpha = 1,2$ составляет 750 °С.

Действительная (расчетная) температура продуктов сгорания (t_d) – макс. темп-ра, к-рая достигается в реальных условиях. Она ниже теоретич. темп-ры и зависит от потерь теплоты в окружающую среду, степени отдачи теплоты излучением из зоны горения, растянутости процесса горения по времени и др. Усредненные t_d в печах и топках котлов определяются по тепловому балансу или приближенно по найденным значениям t_k или t_T в зависимости от темп-ры в топках с введением в них эмпирич. поправочных коэффициентов:

$$t_d = t_T \cdot \eta,$$

где η – пирометрический коэф. (от 0,6 для экраниров. топков котлов до 0,85 для герметичных с хорошей теплоизоляцией термич. нагревательных печей).

А.И. Плужников.

ТЕМПЕРАТУРА ТОЧКИ РОСЫ, см. *Точка росы*.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ газопровода, тепловой режим газопровода, – изменение темп-ры газа в газопроводе за счет теплообмена в системе «газопровод – окружающая среда». Определение Т.р. необходимо для прогноза пропускной способности газопровода, выбора расстояния между компрессорными станциями, выявления зон гидратообразования и величины термич. напряжений в трубах, а также обоснования наиболее эффективного способа охлаждения газа. Т.р. определяется из уравнений кол-ва движения и энергии, вклю-

чающих изменения кинетич. и потенциальной энергий в условиях внеш. и внутр. теплообмена, а также изменения параметров газа за счет эффекта Джоуля–Томсона. Согласно последнему, чем больше падает давление, тем больше снижается темп-ра газа.

Температурные расчеты газопровода выполняют по отд. расчетным участкам, на протяжении к-рых расход газа не изменяется.

Температура газа T (К) в любой точке одноточечного газопровода при любом способе прокладки определяется по формуле:

$$T = T_0 + (T_H - T_0)e^{-ax} - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2aLP_{ср}} (1 - e^{-ax}),$$

где $ax = 0,225 \frac{K_{ср} D_H x}{q \Delta C_{ср}}$, T_0 – расчетная

темп-ра окружающей среды, К; T_H – темп-ра газа в начале участка газопровода (при отсутствии охлаждения газа на компрессорной станции равна темп-ре газа на выходе из компрессорного цеха, при наличии охлаждения – темп-ре газа на выходе из системы охлаждения), К; P_H , P_K – начальное и конечное абс. давление газа на участке, МПа; $P_{ср}$ – ср. давление газа на участке, МПа; L – длина участка, км; x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки, км; D_H – наружный диаметр газопровода, м; $C_{ср}$ – ср. теплоемкость газа при постоянном давлении, кДж/(кг·К); D_i – ср. значение коэф. Джоуля–Томсона на участке, К/МПа; Δ – относительная плотность газа по воздуху; q – пропускная способность газопровода, млн. м³/сут.

Средняя температура газа определяется по формуле:

$$T_{ср} = \frac{1}{L} \int_0^L T \cdot dx = T_0 + \frac{T_H - T_0}{aL} (1 - e^{-aL}) - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2aLP_{ср}} \left[1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right].$$

При перепаде давлений в начале и конце рассчитываемого участка менее 1 МПа и по длине более 100 км среднюю темп-ру участка определяют по формуле:

$$T_{ср} = T_0 + \frac{T_H - T_0}{aL} (1 - e^{-aL}).$$

В формулах первые два члена характеризуют изменение темп-ры газа за счет теплообмена газа с окружающей средой, третий член учитывает эффект Джоуля–Томсона.

При течении реального газа в газопроводе темп-ра его по длине снижается за счет теплообмена с окружающим грунтом и за счет термодинамич. неидеальности газа. На изменение темп-ры транспортируемого газа влияют также такие факторы, как коэф. теплопередачи от газа к грунту, темп-ра самого грунта и профиль трассы. Особенно большое значение имеет выбор коэф. теплопередачи от газа во внеш. среду, к-рый является функцией многих переменных (теплопроводности, влажности, теплофизич. свойств грунта,

глубины заложения трубы, диаметра трубы и т. д.).

Коэффициент теплопередачи K [Вт/(м²·К)] от газа в окружающую среду зависит от режима движения природного газа, его физич. свойств и свойств окружающей среды, а также от термич. сопротивления гидро- и теплоизоляции. Для газопроводов большого диаметра (св. 500 мм) он определяется по формуле:

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2},$$

где α_1 – внутр. коэф. теплоотдачи от газа к внутр. стенке трубы, Вт/(м²·К); δ_i – толщина стенки трубы, изоляции и т. д., м; λ_i – коэф. теплопроводности металла трубы, изоляции и т. д., Вт/(м·К); α_2 – внеш. коэф. теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода в окружающую среду, Вт/(м²·К).

Для трубопроводов малого диаметра (менее 500 мм) значение K определяют по формуле:

$$\frac{1}{KD_H} = \frac{1}{\alpha_1 D_B} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D_H},$$

где D_H – наружный диаметр газопровода, м; D_B – внутр. диаметр газопровода, м; D_i – внутр. диаметры трубы, изоляции и т. д., м; D_{i+1} – наружные диаметры трубы, изоляции и т. д., м.

При проектировании и эксплуатации газопроводов значение α_2 определяют по аналитич. формулам в зависимости от способа прокладки, а α_1 – по критериальным уравнениям в зависимости от режима движения природного газа.

Значения коэф. теплопередачи, рассчитанные по формулам, отличаются от фактич. значений, полученных на основании экспериментов на газопроводах. Это объясняется тем, что газопроводы не всегда укладывают на проектную отметку, их

относительная глубина заложения может изменяться в процессе эксплуатации.

В связи с этим актуальной является задача экспериментального определения коэф. теплопередачи по осн. районам прокладки газопроводов на базе экспериментальных данных и специально организов. экспериментов на действующих газопроводах.

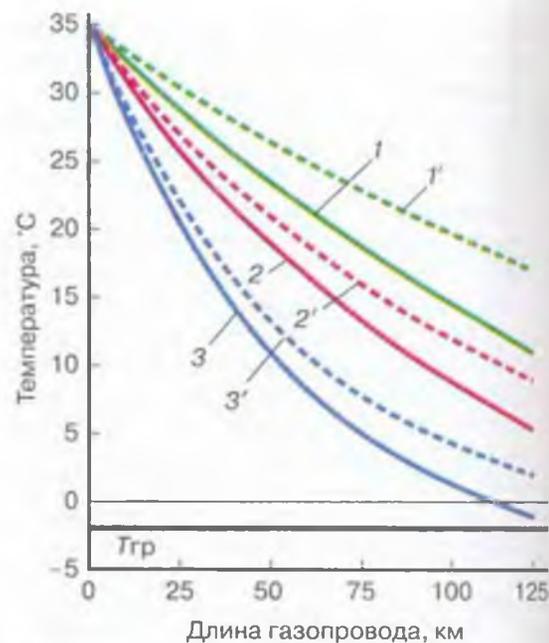
Для упрощенных расчетов нетеплоизолиров. газопроводов при наружном диам. 1420 мм рекомендуются след. значения коэф. теплопередачи для разл. видов прокладки [Вт/(м²·К)]: 1–2 – для подземной; 5–10 – для надземной; 20–100 – для подводной.

Следует отметить, что темп-ра реального газа связана с изменением давления (эффект Джоуля–Томсона, или дроссель-эффект). На рис. приведены кривые изменения темп-ры газа по длине для газопроводов разл. диаметров с учетом и без учета эффекта Джоуля–Томсона. Из рис. видно, что с увеличением диаметра газопровода кривая изменения темп-ры становится более пологой, а влияние дроссель-эффекта более заметно. Так, для газопровода диам. 1420 мм темп-ра газа на 125 км с учетом дроссель-эффекта на 6,2° выше, чем без его учета. Характеристикой дроссель-эффекта, или коэф. Джоуля–Томсона, наз. предел отношения изменения темп-ры газа (ΔT , К) к изменению его давления (ΔP , МПа) (табл. 1):

$$D_i = \lim \frac{\Delta T}{\Delta P} = D_i(T, P).$$

Разность геометрич. отметок газопровода также сказывается на изменении темп-ры газа. Для наклонных газопроводов при положительной разности отметок ($\Delta z > 0$) изменение темп-ры газа за счет эффекта дросселирования и профиля трассы суммируется, при отрицательном ($\Delta z < 0$) – кривая имеет минимум.

В табл. 2. приведены данные по изменению темп-ры газа по длине газопрово-



Изменение температуры газа по длине газопроводов: 1, 2, 3 и 1', 2', 3' – с учетом и без учета дроссель-эффекта соответственно для диаметра газопровода 1420, 1220 и 1020 мм; $T_{гр}$ – средняя температура грунта на глубине заложения газопровода.

да при разл. способах его прокладки. В расчетах приняты исходные данные: наружный диаметр газопровода 1420 мм; пропускная способность 90 млн. м³/сут; начальное абс. давление газа на участке 7,5 МПа; темп-ра окружающей среды 10 °С; коэф. эффективности 0,95; эквивалентная шероховатость трубы 0,03 мм; темп-ра газа в начале участка газопровода 20 °С. Как видно из табл., при больших значениях коэффициента теплопередачи при прочих равных условиях газ быстрее принимает значение темп-ры окружающей среды.

Лит.: Галиуллин З.Т., Черникин В.Н., Новые методы проектирования газонефтепроводов, М., 1964; Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТИ 51–1–85, М., 1985.

З. Т. Галиуллин, И. А. Исмаилов, И. В. Трегуб.

Таблица 1. Величина коэффициента Джоуля–Томсона в зависимости от температуры и давления

Температура газа, К	Давление газа, МПа					
	5	6	7	8	9	10
260	5,36	5,19	4,96	4,70	4,39	4,05
270	4,94	4,79	4,61	4,39	4,14	3,87
280	4,57	4,44	4,28	4,10	3,90	3,67
290	4,24	4,12	3,98	3,82	3,65	3,47
300	3,93	3,82	3,70	3,57	3,42	3,60
320	3,40	3,31	3,21	3,11	2,99	2,87

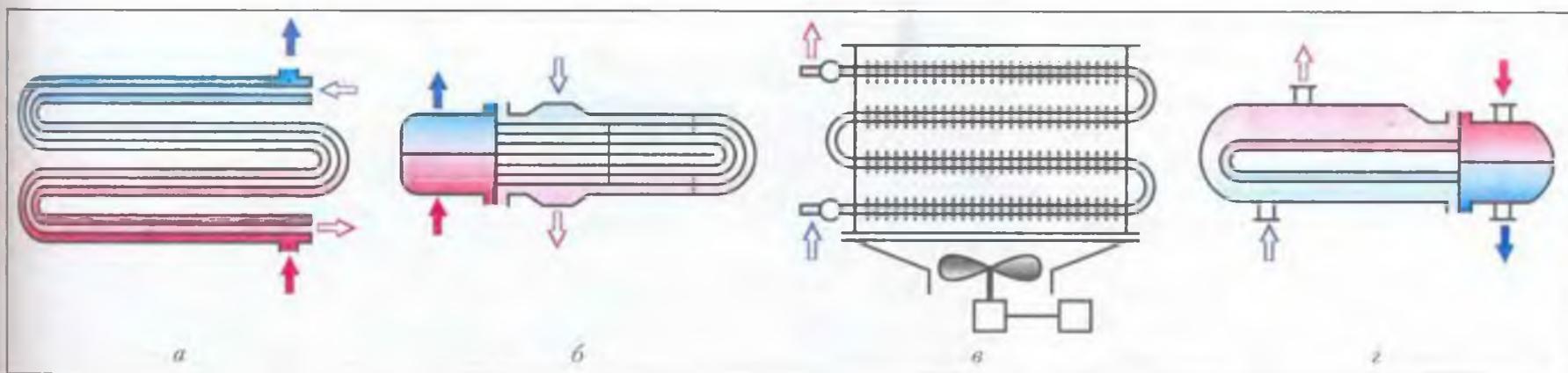
Таблица 2. Изменение температуры газа по длине газопровода

Способ прокладки газопровода	Коэф. теплопередачи, Вт/(м ² ·К)	Темп-ра газа, °С					Отношение начального (P_H) и конечного (P_K) давлений на участке, МПа
		0 км	25 км	50 км	75 км	100 км	
подземный	2	20,0	17,5	15,1	13,0	10,9	7,5/5,93
надземный	10	20,0	14,2	11,1	9,4	8,4	7,5/5,97
подводный	100	20,0	9,9	9,6	9,6	9,6	7,5/5,99

ТЕПЛОБМЕННЫЙ АППАРАТ, теплообменник, – устройство, реализующее передачу теплоты от более нагретого теплоносителя к менее нагретому. В газовой промышленности получили наибольшее распространение Т.а. поверхностного типа, в к-рых теплота от одного теплоносителя к другому передается через разделяющую их стенку.

Применяемые в промышленных технологич. установках Т.а. по функциональному назначению подразделяются на рекуперативные, испарители и аппараты воздушного охлаждения.

Рекуперативные Т.а. позволяют повысить эффективность технологич. процесса путем передачи теплоты или холода от потока газа или жидкости, прошедшего технологич. обработку, к потоку, поступающему в установку или прошедшему частичную обработку. Применяются в установках низкотемпературной обработки газа, стабилизации конденсата и установках регенерации гликолей.



Конструкции теплообменных аппаратов: а – «труба в трубе»; б – кожухотрубчатый; в – аппарат воздушного охлаждения; з – кожухотрубчатый испаритель.

На начальном этапе развития отечеств. газовой пром-сти на промыслах применялись рекуперативные Т. а. типа «труба в трубе» (рис., а). Ими были оборудованы установки низкотемпературной сепарации м-ний Краснодарского и Ставропольского краев, *Вуктыльского месторождения* и т. д. Они выполнялись из коаксиально расположенных труб диаметром 48–219 мм в виде U-образных секций одно- и многосекционными, последовательно и параллельно соединенных секций, с общей поверхностью теплообмена до 200 м². При относительно небольших производительностях промыслов применение указанной конструкции Т. а. было обоснованным, т. к. при простоте конструкции и технологии изготовления они обладают высокой эксплуатационной надежностью и долговечностью, имеют высокий коэф. теплопередачи (табл.) и тепловую мощность до 1000 кВт.

Ввод в эксплуатацию крупных м-ний Оренбургской обл. и Зап. Сибири, увеличение единичной производительности технологич. установок предопределили широкое использование теплообменников кожухотрубного типа (КТА). Поверхность теплообмена (рис., б) достигает 1300 м² в одном корпусе. В газовой пром-сти наиболее распространены рекуперативные кожухотрубные Т. а. двухходовые по трубному и межтрубному пространствам с использованием противоточно-перекрестного движения теплоносителей.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) предназначены для охлаждения или конденсации технологич. потоков газа и конденсата (рис., в). Эксплуатируются на открытых технологич. площадках в районах с умеренным или холодным климатом. Темп-ра технологич. потока от –40 до 300 °С, давление до 7,5 МПа. Теплообменные трубы выполняются длиной от 1,5 до 8 м с оребрением в виде накатанной моно- или биметаллич. ленты или навитой биометаллич. ленты и komponуются в секции. Коэф. оребрения (отношение полной поверхности оребренной трубы к наружной поверхности трубы по диаметру основания ребер) 9 или 14,6. Мощность установочных электродвигателей составляет 3–100 кВт, что обеспечивает скорости воздушного потока 5–15 м/с в узких сечениях секций. Кол-во ходов по трубному пространству от 1 до 8.

Таблица. Сравнительные характеристики теплообменных аппаратов

Тип аппарата	Параметры		
	коэф. теплопередачи, Вт/(м ² К)	уд. металлоемкость, кг/м ²	поверхность теплообмена, м ²
«труба в трубе»	400–900	120	25–200
КТА	230–500	15–70	140–1300
АВО	25–50	15–20	100–10000

Осн. преимущества АВО: полная независимость от источников водоснабжения, сравнительно низкие уд. металлоемкость, капитальные и эксплуатационные расходы.

При эксплуатации в составе установок низкотемпературной сепарации на «сыром» газе возможно образование кристаллогидратов в трубном пространстве, к-рое предотвращается впрыском *ингибитора гидратообразования (метанол, гликоль)*, регулированием расхода и рециркуляцией охлаждающего воздуха.

Испарители (рис., з) предназначены для перевода одного из теплоносителей из жидкого в парообразное состояние. Применяются в составе парокompрессионных холодильных станций и установок регенерации гликолей. В качестве испарителей используются разл. модификации кожухотрубных теплообменников. Характерной особенностью испарителей является наличие зоны сепарации жидкости и пара, образуемой, напр., с помощью увеличения свободного объема межтрубного пространства.

Оси. направление совершенствования Т. а. – интенсификация теплообмена путем воздействия (турбулизации) на пограничные слои потоков теплоносителей. Разработаны кожухотрубные теплообменники с продольной накаткой труб, с поперечным проволочным оребрением труб, с вставками-турбулизаторами, размещенными внутри теплообменных труб, с нанесением искусств. шероховатости на поверхность труб. Перспективное технич. решение – поперечная накатка труб с образованием дискретных турбулизаторов на обеих поверхностях трубы. Это позволяет при несуществ. повышении гидравлич. сопротивления Т. а. увеличить коэф. теплопередачи в 1,7–2 раза в сравнении с гладкотрубными Т. а.

Лит.: Базлов М. И., Подготовка природного газа и конденсата к транспорту, М., 1968;

Васильев Ю. Н., Новые теплообменники, М., 1994. Л. М. Курбатов.

ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ топлива, теплотворная способность, – кол-во теплоты, выделившейся при полном сгорании твердого, жидкого или газообразного топлива. Измеряется в джоулях или калориях. Т. с., отнесенная к единице массы или объема топлива, наз. удельной Т. с. Для ее измерения применяются методы калориметрии. Содержащиеся в топливе химич. элементы обозначаются С, Н, О, N, S, а зола и вода – символами А и W соответственно.

Различают низшую и высшую Т. с. Высшая Т. с. (Q_B) – кол-во теплоты, выделившейся при полном сгорании единицы кол-ва топлива и конденсации водяных паров.

Низшая Т. с. (Q_H) меньше высшей на то кол-во теплоты, к-рое затрачивается на испарение воды, образующейся при сгорании топлива, а также влаги, содержащейся в нем: [$\bar{w}_{обp} = 9 \text{ Н} (\text{Н} - 1 \text{ кг} \cdot \text{моль} \text{ водорода})$]:

$$Q_B - Q_H \cong 25,1(\bar{w} + 9\text{Н}),$$

где \bar{w} – кол-во паров воды в продуктах сгорания, кг.

Разница составляет 2512,2 кДж на 1 кг влаги, или 25,1 кДж на каждый процент влаги, образующейся при сгорании находящегося в газе водорода. Т. с. смеси Q_c сухих простых газов вычисляется по объемному составу χ_i и Т. с. компонентов Q_i :

$$Q_c = \sum Q_i \chi_i.$$

Высшая и низшая Т. с. газов (кДж/м³) могут быть определены по их элементному составу (% об.):

$$Q_B = 128\text{H}_2 + 126\text{CO} + 398\text{CH}_4 + 258\text{H}_2\text{S} + 640\text{C}_2\text{H}_4 + 90\text{C}_m\text{H}_n;$$

$$Q_H = 108\text{H}_2 + 126\text{CO} + 358\text{CH}_4 + 238\text{H}_2\text{S} + 600\text{C}_2\text{H}_4 + 880\text{C}_m\text{H}_n,$$

где числа соответствуют теплоте элементарной реакции горения составляющей компоненты газа.

Теплотехнич. расчеты обычно производятся по низшей Т. с. Темп-ра отводимых дымовых газов превышает 100 °С, поэтому конденсации водяных паров не происходит. Т. с. природных газов приведены в табл.

Лит.: Брюханов О. Н., Пацков Е. А., Плужников А. И. и др., Рациональное использование газа в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе, СПб., 1997.

А. И. Плужников.

ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ на природном газе – совокупность устройств, обеспечивающая за счет внеш. и внутр. источника тепловой энергии заданный технологич. процесс и (или) получение заданного конечного продукта в пром-сти, сельском хоз-ве, в быту, на транспорте и др.

Т. у. с внеш. источником тепловой энергии – печи, сушилка, котлы и т. п., а с внутр. источником – конвертеры, плавильные устройства, химич. реакторы и др. Показателем энергетич. (тепловой) эффективности Т. у. является *термический КПД* (η_T).

Широкое использование природного газа в нар. хоз-ве в качестве сырья, технологич. и энергетич. топлива обуславливает целый ряд технико-экономич. факторов: универсальность газового топлива и его теплотехнич. и эксплуатационные свойства, отвечающие требованиям современного пром. произ-ва и позволяющие интенсифицировать и автоматизировать технологич. процессы. Одновременно использование газового топлива ведет к улучшению качества продукции, снижению затрат первичной энергии, оздоровлению воздушного басс. и улучшению санитарно-гигиенич. условий труда.

Наиболее крупными потребителями газового топлива являются металлургия, химич. пром-сть, машиностроение, металлообработка, произ-во строительных материалов, энергетика и др.

Доля природного газа в черной металлургии – крупнейшем потребителе

топливно-энергетич. ресурсов – составляет 30%. Газ способствовал научно-технич. прогрессу во всех циклах металлургич. передела, теплотехнологич. и энергетич. установках. Использование природного газа позволило применять окатыши, на произ-во к-рых затраты первичного топлива в 2–3 раза ниже по сравнению с произ-вом агломерата.

Освоение газокислородного дутья в доменных печах с применением спец. дутьевых форм при расходе природного газа 80–100 м³ на 1 т чугуна и степени обогащения кислородом до 30% позволило сократить уд. расход кокса в отрасли на 5–9% и повысить производительность доменных печей не менее чем на 10%. При этом ежегодная общая экономия кокса составляет 10–12 млн. т.

В России освоено также получение губчатого железа с использованием природного газа.

Несмотря на все возрастающую долю выплавки стали кислородно-конвертерным и электродуговым способами структуру и объем потребления топлива в этом переделе определяет мартеновское произ-во (св. 90% природного газа, используемого на произ-во стали). Это позволило упростить конструкцию мартеновских печей, увеличить площадь пода и вместимость ванны, повысить производительность печей и снизить затраты топлива на выплавляемую сталь на 15%. Природный газ сжигается в осн. в смеси с мазутом в соотношении 70:30 по теплоте.

Природный газ с кислородом применяют в электропечах для интенсификации плавки и снижения расхода электроэнергии, а также для предварительного подогрева шихты. Это позволяет значительно повысить производительность печей и увеличить выход годной стали за счет уменьшения ее угара в период расплавления металлич. лома. Природный газ применяется для вспомогательных нужд: сушка и разогрев ковшей, литейных форм, изложниц, резка заготовок на машинах непрерывного литья и др.

Структура топливопотребления в прокатном произ-ве складывалась с учетом наличия внутр. ресурсов: доменного и коксового газов. На заводах полного металлургич. цикла в прокатном произ-ве применяются в осн. доменный и коксовый газы, а также смеси доменного и природного или смеси всех 3 видов газового топлива. Наиболее экономически целесообразна *теплота сгорания* газовой смеси 21 МДж/м³. Для нагрева стальных слитков перед прокаткой на обжимных станах применяются нагревательные рекуперативные и регенеративные колодцы, в к-рых природный газ используется для повышения теплоты сгорания газовой смеси. Это обеспечивает снижение потерь теплоты с уходящими газами и экономии топлива при нагреве слитков.

Для нагрева стали под прокатку на заготовочных, сортовых и листопрокатных станах используются нагревательные печи, характеризующиеся большим разнообразием типов и конструкций, систем их отопления и применяемых горелочных устройств (рис. 1), способов утилизации теплоты отходящих газов.

Экономия топлива, в т. ч. и природного газа, в прокатном произ-ве достигается заменой толкательных печей с водоохлаждаемыми глассажными трубами на печи с шагающими балками, применением испарительного охлаждения, сводового отопления излучающими *теплыми* интенсификацией теплообмена скоростными горелками и повышением светимости пламени, превращением печей в энерготехнологич. агрегаты (печь – рекуператор – котел – утилизатор). В таких агрегатах коэф. использования теплоты топлива $\eta_{\text{КИТ}} = 0,8$. Для термообработки прокатных изделий применяются камерные, колпаковые, проходные, роликовые, секционные, с выдвигаемым подом и др. печи.

В трубопрокатном произ-ве используются кольцевые, методические с наклонным подом, проходные роликовые, секционные и др. печи, осн. видом топлива для к-рых является природный газ.

Таблица. Теплотехнические характеристики природных газов российских месторождений

Месторождение	Теплота сгорания, кДж/м ³	Стехиометрический объем, м ³ /м ³			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания	Теплота сгорания (кДж/м ³), отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания		Жаропродолжительность при сжигании в воздухе при содержании 1% влаги (по массе)	Макс. содержание CO ₂ /SO ₂ в сухих продуктах сгорания, % об.
		воздух	продукты сгорания			сухих	влажных		
			сухие	влажные					
Уренгойское сеноманская залежь	35288	9,38	8,41	10,38	0,81	4196	3399	2300	11,8
валанжинская залежь	41640	11,00	9,91	12,11	0,81	4194	3432	2320	12,2
Ямбургское	35363	9,41	8,43	10,40	0,81	4195	3400	2300	11,7
Губкинское	34970	9,29	8,35	10,30	0,81	4188	3395	2300	11,8
Заноярское	35610	9,47	8,48	10,47	0,81	4199	3401	2300	11,8
Медвежье	35824	9,52	8,54	10,53	0,81	4195	3402	2300	11,8
Юбилейное	35045	9,32	8,36	10,30	0,81	4192	3396	2300	11,8
Мессояхское	35033	9,35	8,36	10,31	0,81	4190	3398	2300	11,8
Соленинское	36515	9,76	9,75	10,77	0,81	4173	3390	2290	11,9
Оренбургское	38470	10,21	9,24	11,28	0,82	4163	3410	2310	12,2
Вуктыльское	46965	12,39	11,25	13,62	0,82	4174	3448	2330	12,6

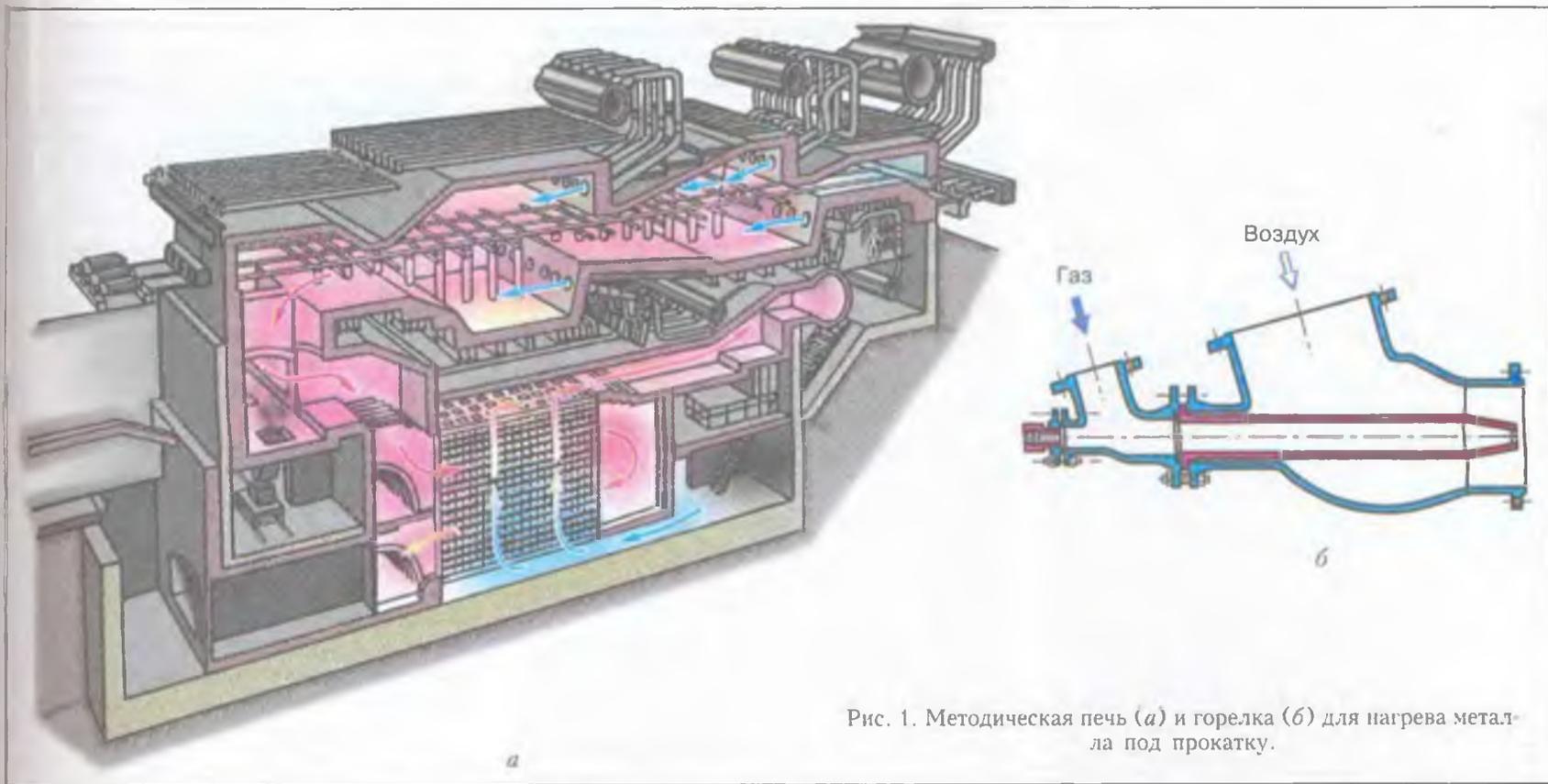


Рис. 1. Методическая печь (а) и горелка (б) для нагрева металла под прокатку.

В структуру металлургич. производства входят также обжиг огнеупорных изделий, извести и доломита, чугунное и стальное литье. Доля природного газа в общей структуре топливопотребления в этих произ-вах ок. 15%.

Черная металлургия является производителем электро- и теплоэнергии в виде пара и горячей воды не только для собств. нужд, но и для внеш. потребителей, в т.ч. населения. Для этих целей расходуется ок. 21% потребляемого природного газа, к-рый сжигается в энергетич. котлах в смеси с доменным и коксовым газами, а также совместно с твердым и жидким топливом. В котлах, предназначенных для получения горячей воды, природный газ применяется в осн. в чистом виде или совместно с жидким топливом. Применение его в энергетич. установках позволило значительно повысить η , и более эффективно сжигать имеющий низкую теплоту сгорания доменный газ. Широкое использование природного газа как технологич. топлива обусловило снижение уд. расхода топлива по всему металлургич. циклу с 1420 в 1965 до 1100 кг условного топлива в кон. 20 в.

Доля природного газа в топливно-энергетич. балансе цветной металлургии ок. 40%. Как и в черной металлургии, природный газ оказал существенное влияние на научно-технич. прогресс в отрасли. Наибольшее кол-во его потребляется в никель-кобальтовой (ок. 50%), медной (св. 20) и алюминиевой (ок. 17) подотраслях. Осн. видом топлива он является в медной и никель-кобальтовой подотраслях (св. 50% от общего потребления топлива) и в произ-ве вторичных цветных металлов и металлообработке (св. 60%).

Осн. технологич. потребителями топлива в произ-ве алюминия являются

трубчатые вращающиеся печи спекания и кальцинации глинозема и произ-ва фтористых солей, в к-рых природный газ заменил мазут и пылеуголь. Это повысило качество продукции, на 6–20% увеличило производительность Т.у., снизило на 5% уд. затраты энергоресурсов, простои на ремонтах сократило на 25–30%. Наиболее существенный эффект был достигнут в Т.у., производящих глинозем и попутные кальциниров. соду и поташ из нефелиновых руд с использованием вихревых горелок.

В произ-ве меди природный газ используется для сушки руды и концентратов в печах кипящего слоя, в отражательных печах плавления сульфидных концентратов, в рафинировочных (анодных, катодных и вайербарсовых) медеплавильных печах, в к-рых широко применяются газогорелочные устройства (ГГУ), представленные на рис. 2. Наибольший эффект применения природного газа достигнут на отражательных печах при комбиниров. сводово-торцевом газокислородном отоплении: производительность пе-

чей возросла на 25%, уд. расход топлива сократился на 20%, а η вырос до 40% при общем обогащении дутья кислородом 27–30%.

Природный газ эффективно используется в качестве восстановителя при плавлении анодной и вайербарсовой меди, что значительно сократило потребление древесины.

При произ-ве свинца и цинка природный газ применяется для сушки концентратов, агломерации свинцовых руд, плавления агломерата в шахтных печах, при рафинировании и купеляции свинца, сушке свинцовых и цинковых кеков, плавке катодного цинка, переработке цинковых шлаков и получении цинкового купороса.

Он используется также при фьюминговании оловосодержащих шлаков. При этом достигнуто увеличение производительности Т.у. на 15%, извлечения олова и свинца на 5%, производительности труда на 20%, снижился уд. расход топлива на 5%, улучшились условия труда, значительно уменьшилось загрязнение атмосферы.

Конструктивное оформление Т.у., используемых в свинцово-цинковой и оловянной подотраслях, самое разнообразное: агломерационные машины, шахтные, ванны, горшковые, тигельные печи, плавно-варочные котлы и др.

В произ-ве никеля и кобальта природный газ используется для получения агломерата и восстановительных технологич. газов, а также для вспомогательных целей.

Особое место в цветной металлургии занимает произ-во электродной продукции: анодной, угольной и графитизированной масс. Угольные электроды используются в рудотермич. процессах плавки алюминия и никеля. Основными Т.у. являются многокамерные печи обжига прессованных угольных заготовок и печи прокаливания угольного сырья.

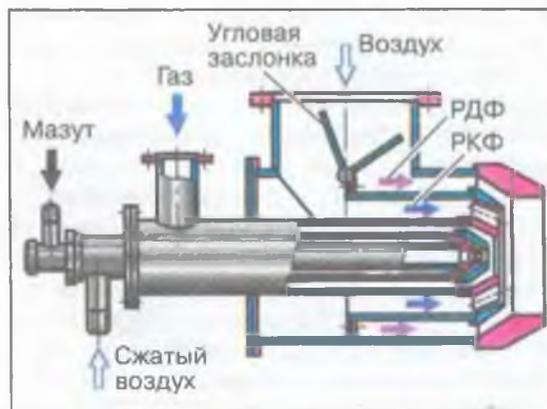


Рис. 2. Газомазутная горелка с регулируемой длиной пламени для плавильных печей цветной металлургии: РДФ – режим длинного факела; РКФ – режим короткого факела.

Цветные металлы и сплавы из вторичного сырья играют важнейшую роль в общем балансе произ-ва и потребления цветных металлов в стране. На выпуск сплавов из лома и отходов при произ-ве алюминия расходуется в 25–30 раз, а при произ-ве сплавов на основе меди в 5–9 раз меньше энергии, чем в первичной металлургии. В этой подотрасли эксплуатируются разнообразные по конструкции, в ряде случаев не имеющие аналогов в др. отраслях пром-сти плавильные и сушильные печи, в к-рых осн. видом топлива является природный газ и в зависимости от технологии произ-ва применяются практически все ГГУ.

В машиностроительной промышленности доля природного газа в топливопотреблении превышает 55%. Он используется для выплавки высококачеств. стали в кислых мартеновских печах, для нагрева под прокатку, ковку и штамповку стальных слитков и заготовок, для всех видов термообработки стальных изделий, в т. ч. газовой цементации. Т. у. и ГГУ в машиностроении являются в осн. аналогами применяемых в металлургии. Уникальными являются большегрузные регенеративные печи с выдвигным подом для нагрева под ковку и термообработку многотонных слитков, судовых валов и движителей, танковых башен, корпусов атомных реакторов и т. п. Во всех этих случаях природный газ, сжигаемый в ГГУ спец. конструкции, обеспечивает высокую ($\pm 5^\circ\text{C}$) равномерность температурных полей в рабочем пространстве печей и внутри изделия. Природный газ является исходным сырьем для получения контролируемых атмосфер, необходимых для разл. видов термообработки металлов: экзо-, эндогазы и их смеси для светлого отжига, нормализации, отпуска, спекания порошков черных и цветных металлов, пайки медью, серебром и др., а также аммиачные атмосферы для светлого отжига нержавеющей стали и поверхностной закалки малоуглеродистых сталей.

В химической и нефтехимической промышленности природный газ используется в качестве химич. сырья (ок. 60%). Из него производится св. 90% синтетич. аммиака, а на его основе – удобрения, азотная кислота, сода, капрон и др. Природный газ – осн. сырье в произ-ве *метанола*, использующегося для получения синтетич. материалов, растворителей, кислот и др. На базе природного газа производятся ацетилен, водород, калийные, фосфатные и фармацевтич. продукты. Содержащиеся в нем углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.) перерабатываются в полупродукты органич. синтеза, из к-рых производятся спирты, минер. удобрения, каучуки, красители, ядохимикаты, растворители, моющие средства, медикаменты и т. п. На этой же основе производятся исходные мономеры для пластич. масс, синтетич. смол и волокон.

Как технологич. топливо природный газ используется во всех Т. у.: выпарных аппаратах для нагрева и выпаривания до

высоких концентраций растворов кислот, хлористого кальция и магния, сульфата алюминия и др., теплогенераторах для нагрева, сушки, прокаливания и т. п., трубчатых печах разл. конструкций для нагрева, испарения и перегрева жидких и газообразных продуктов. В Т. у. для сжигания природного газа применяют ГГУ общего и спец. назначения.

Производство стройматериалов также осуществляется с использованием природного газа. При произ-ве цемента его использование улучшает качество, повышает производительность и стойкость огнеупорной кладки печей, увеличивает межремонтный срок. Это связано с низким содержанием серы в природном газе и возможностью более гибко и точно управлять тепловыми режимами. Он применяется во всех разновидностях технологии произ-ва цемента: мокрой, сухой, 3-ступенчатой.

При мокром способе все физико-химич. процессы протекают в самом рабочем пространстве вращающихся трубчатых печей. В печах сухого способа часть физико-химич. превращений происходит в запечных теплообменниках циклонного или др. типа. Более совершенна схема 3-ступенчатого обжига, при к-ром между теплообменником и печью встраивается спец. реактор-декарбонизатор, при этом достигается наименьший расход газа на произ-во цемента.

Осн. масса стекла (оконного, бутылочного, стенового, стеклошариков для стекловолокна) с использованием природного газа выплавляется в крупных многокамерных регенеративных или в рекуперативных однокамерных (прямого нагрева) ваннах печах. Небольшие кол-ва стекла (напр., хрустального, оптич.) выплавляются в закрытых вращающихся или горшковых печах. Во всех случаях для интенсификации процесса плавления стекломассы применяют скоростные ГГУ с регулируемым параметром факела. В ряде технологич. процессов применяют дополнительный электронагрев. В стеклоформирующих машинах природный газ и электроэнергия расходуются на поддержание стекла в жидком или пластичном состоянии. Для огневой обработки полых изделий из высококачеств. стекла применяют радиационный нагрев излучающими ГГУ. Отжиг стеклоизделий производят в горшковых и туннельных печах. При произ-ве лабораторной посуды и кустарных стеклоизделий применяются разнообразные по конструкции ручные газокислородные горелочные устройства.

При произ-ве кирпича, черепицы и труб природный газ применяется для сушки глины и обжига отформованного изделия-сырца. Сырую глину сушат во вращающихся сушилках с полками (прямой обогрев с рециркуляцией), во вращающихся печах (косвенного или полупрямого обогрева), в сушилках кипящего слоя и струйного типа для сушки глинистых суспензий. Использование газа позволяет избежать кальцинирования, загрязнения и изменения окраски глины.

Обжиг осуществляется в печах периодич. действия с верх. или ниж. тягой, полунепрерывного (неск. обжиговых камер) или непрерывного (без стадии охлаждения) действия. Отопление производят инжекционными ГГУ, работающими на природном газе высокого давления. В совр. обжиговых проходных туннельных печах применяют ГГУ с импульсным сжиганием природного газа.

При произ-ве битумных материалов природный газ применяется для плавления пека и вара, угольной смолы, нефтяного асфальта и битумов, что позволяет повысить качество продукции и не допустить загрязнения печлом, копотью и неприятными запахами атмосферы на строительных площадках.

Природный газ – осн. топливо при произ-ве санитарных керамич. и фаянсовых изделий, керамич. плитки, фаянса, фарфоровых изделий и т. п. в Т. у. разнообразных конструкций. Отличительной особенностью их произ-ва является многократность циклов термич. обработки.

Доля природного газа в котельных энергетических установках превышает 50%. На тепловых электростанциях (ТЭС) применяются разл. типы паровых котлов в зависимости от времени ввода в эксплуатацию с паропроизводительностью от 170 до 3950 т/ч и темп-рой перегретого пара 510–560 °С. На ТЭС с блоками мощностью от 300 МВт и выше установлены прямоточные газомазутные котлы с сверхкритич. давлением пара с естеств. или принудительной циркуляцией. Котлы однокорпусные подвесной конструкции (рис. 3) с газоплотными цельносварными экранами работают под наддувом. Горелочные устройства располагаются в 3 яруса на фронтальной и задней стенах топки.

В теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) применяются в осн. барабанные газомазутные котлы паропроизводительностью 320–500 т/ч с давлением 13,8 МПа и темп-рой пара 560 °С. Котел с естеств. циркуляцией, вертикально-воздушный однобарабанный П-образной компоновки. Темп-ра подогрева воздуха и отходящих газов 100–300 и 120 °С соответственно. Природный газ резервируется, как правило, мазутом. В ряде случаев в качестве резервного топлива предусматривается пылеуголь. Для отопления котлов применяются газомазутные и пылегазовые горелочные устройства с закручиванием воздушного потока высокой единичной мощности 2–15 МВт.

Осн. виды продукции ТЭС и ТЭЦ – электроэнергия, отработанный пар, перегретая и горячая вода – используются для теплоснабжения предприятий и населения. Термич. КПД таких котлов достигает 89–91%. Применяются две тепловые схемы: производственная – для покрытия технологич. нужд с единым паровым теплоносителем; производственно-отопительная – для обеспечения технологич. нужд, горячего водоснабжения (ГВС) и отопления. Последняя схема дает возможность направлять потребителям пар нескольких параметров.

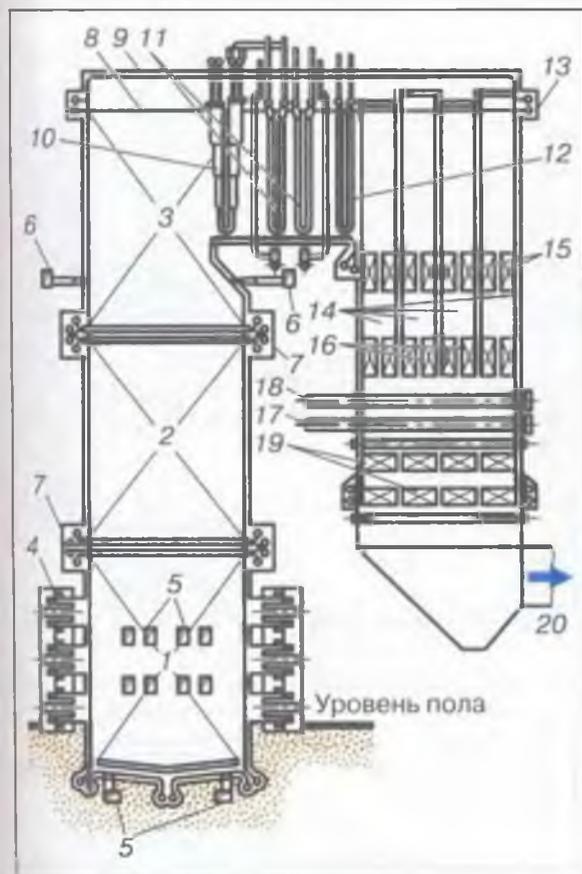


Рис. 3. Прямоточный паровой котел: 1-3 – экраны; 4 – горелки; 5, 6 – нижний и верхний входы рециркулирующих газов; 7 – горизонтальный газоплотный разъем; 8 – потолочный экран; 9 – шатер; 10 – щит; 11 – конвективный пароперегреватель; 12 – выходной пакет промежуточного перегревателя; 13 – узел газоплотности; 14 – газоплотные сварные экраны; 15, 16 – пакет промежуточного перегревателя; 17, 18 – входной и смешительный коллекторы промежуточного перегревателя; 19 – экономайзер; 20 – выход газов к регенеративному воздухоподогревателю.

Для целей собственно теплоснабжения применяют паровые 2-барабанные вертикально-водотрубные котлы с естеств. циркуляцией и промежуточным перегревом пара. Газовые или газомазутные горелочные устройства устанавливаются в амбразурах фронтальной стены. Горелочные устройства в боковых стенках устанавливаются с разводкой экранных труб. Производительность котлов по пару в зависимости от типа от 2 до 20 т/ч; η_T при работе на природном газе 86–92% (84–90% при работе на мазуте).

Применяются газомазутные горелочные устройства номинальной тепловой мощностью от 1,4 до 5 МВт как с принудительной подачей воздуха, так и инжекционные, вертикально-щелевые. Природный газ может применяться низкого и ср. давления. Для теплоснабжения применяются также теплофикационные водогрейные котлы разл. типов. Тепловые схемы отопительных котельных определяются системой ГВС. Преимущество закрытой системы ГВС – относительно небольшая производительность водонагревательных установок и подпиточных насосов. При открытой системе ГВС большое кол-во воды, большая мощность водонагревательных устройств, для сглаживания пиков суточного потребления необходима установка блоков-аккумуляторов с внеш. теплоизоляцией.

В водогрейном газомазутном 2-барабанном котле топочная камера размещается сбоку от конвективного пучка, образов. вертикальными трубами по всей длине котла. С ростом мощности длина топки увеличивается, а ширина и высота сохраняются постоянными. Газомазутные горелочные устройства располагаются на фронтальной стене. Давление (МПа) перед горелочным устройством: газа 0,025; мазута 2; пара на распыл 0,1–0,5. При работе на природном газе коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,05$ (на мазуте 1,1); коэф. рабочего регулирования 10–100% от номинальной тепловой мощности.

Теплофикационные водогрейные котлы оборудованы индивидуальными циркуляционными водяными насосами, вентиляторами и дымососами. Природный газ сжигается в подовых горелочных устройствах с принудительной подачей воздуха: $\alpha = 1,15–1,2$, темп-ра уходящих газов 200–210 °С, тепловая мощность котлов 4,3 и 8,3 МВт, производительность по нагретой воде 53 и 104 т/ч, темп-ра воды на выходе из котла 150 °С, $\eta_T = 90–91\%$ (88% на мазуте).

Пиковые теплофикационные водогрейные котлы имеют П-образную или полуоткрытую башенную компоновку. В полуоткрытой башенной компоновке часть котла находится все помещения котельной.

Газомазутные горелочные устройства устанавливаются на боковых стенах полностью экраниров. топочной камеры. Воздух к каждому горелочному устройству подается от индивидуального вентилятора. Тепловая мощность котла (40, 50 и 100 МВт) регулируется включением и выключением горелки. Соответствующая производительность по нагретой воде 500, 1200 и 2250 т/ч (в пиковом режиме), $\eta_T = 90–91\%$ на природном газе (88% на мазуте).

При внепечных газовом нагреве и термообработке происходит подвод выделяющейся при сжигании природного газа в горелочном устройстве теплоты к поверхности изделия для осуществления локальных теплотехнологич. процессов (местный нагрев и плавление, пайка, лужение, резка и др.) на рабочем месте в свободном пространстве. Применяются для термообработки изделий из стекла в приборостроении и лабораторной практике, в сварочном произ-ве, для сушки литейных ковшей, желобов и стаканов сталеплавильных агрегатов, форм, стержней и лакокрасочных покрытий, нагрева пластмасс перед обработкой давлением и дорожных асфальтобетонных покрытий и др.

ГГУ для внепечного газового нагрева подразделяются по составу горючей смеси (газовоздушные, газокислородные, газозвоздушно-кислородные), конструкции (трубчатые, барабанные, коробчатые, щелевые, типа «пушка», ручные и т. п.) и назначению – специальные (напр., металлотетчатые для асфальтобетонных дорожных машин). Газовоздушные барабанные ГГУ (прямые и угловые) используются для обработки стекла, мелких ме-

таллич. деталей; газокислородные трубчатые – для обработки изделий из кварца и тугоплавкого стекла; газокислородные щелевые с водоохлаждаемым корпусом (аналогичны по конструкции трубчатым) – для локального нагрева при резке стекла. Газовоздушно-кислородные ГГУ позволяют получать пламя с темп-рой до 2200 К.

В коммунально-бытовом хозяйстве природный газ широко применяется для произ-ва технологич. пара с темп-рой 160–200 °С и давлением 0,4–0,6 МПа и горячей воды с темп-рой 150 °С для отопления и санитарного ГВС. Для централиз. схемы теплоснабжения отд. кварталов крупных и ср. городов, небольших поселков городского типа и коммунально-бытовых предприятий в котельных используют паровые и водогрейные газожидкотопливные водотрубные (рис. 4) и жаротрубные котлы, разнообразные по конструкции (горизонтальные, вертикальные, цилиндрич., шахтные и др.) и тепловой мощности (от 0,05 до 7,5 МВт). Для сжигания газа и жидкого топлива широко применяются автоматизированные 2-топливные горелочные блоки (рис. 5 см. на стр. 438).

Для авт. систем теплоснабжения гостиничных, торговых, санаторно-больничных, спортивно-оздоровительных комплексов используют котельные, оборудованные котлами или модульными теплогенераторами (малогабаритные водогрейные котлы проточного типа единичной мощности от 0,1 до 0,3 МВт). Последние могут быть соединены, образуя единую компактную модульную котельную тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 МВт. Их преимущества: низкая массоемкость (1,6–1,7 кг/кВт), миним. производственная площадь, бесшумность, отсутствие вибрации.

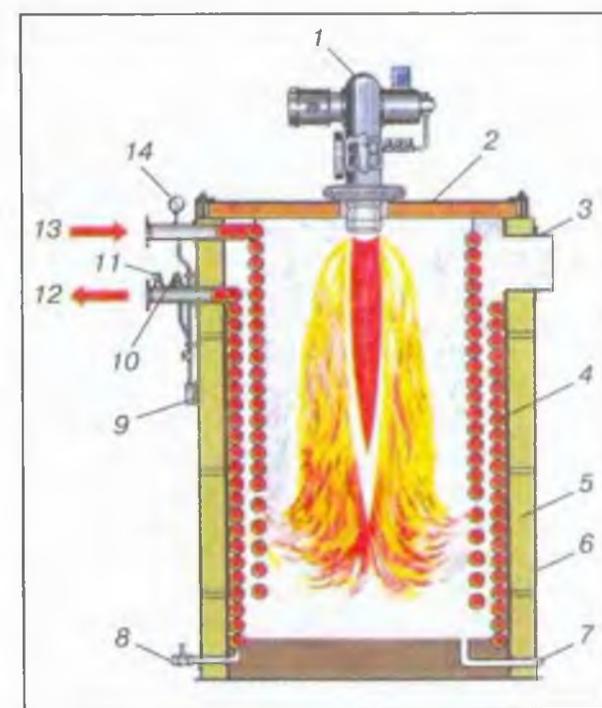


Рис. 4. Водотрубный котел: 1 – горелка; 2 – горелочная плита; 3 – отвод исходящих газов; 4 – трубчатый змеевик; 5 – теплоизоляция; 6 – кожух корпуса; 7 – контрольный патрубок; 8 – дренаж; 9 – дифференциальный манометр; 10 – контрольный датчик темп-р; 11 – датчик темп-ры воды на выходе; 12 – горячая вода; 13 – холодная вода; 14 – термометр.

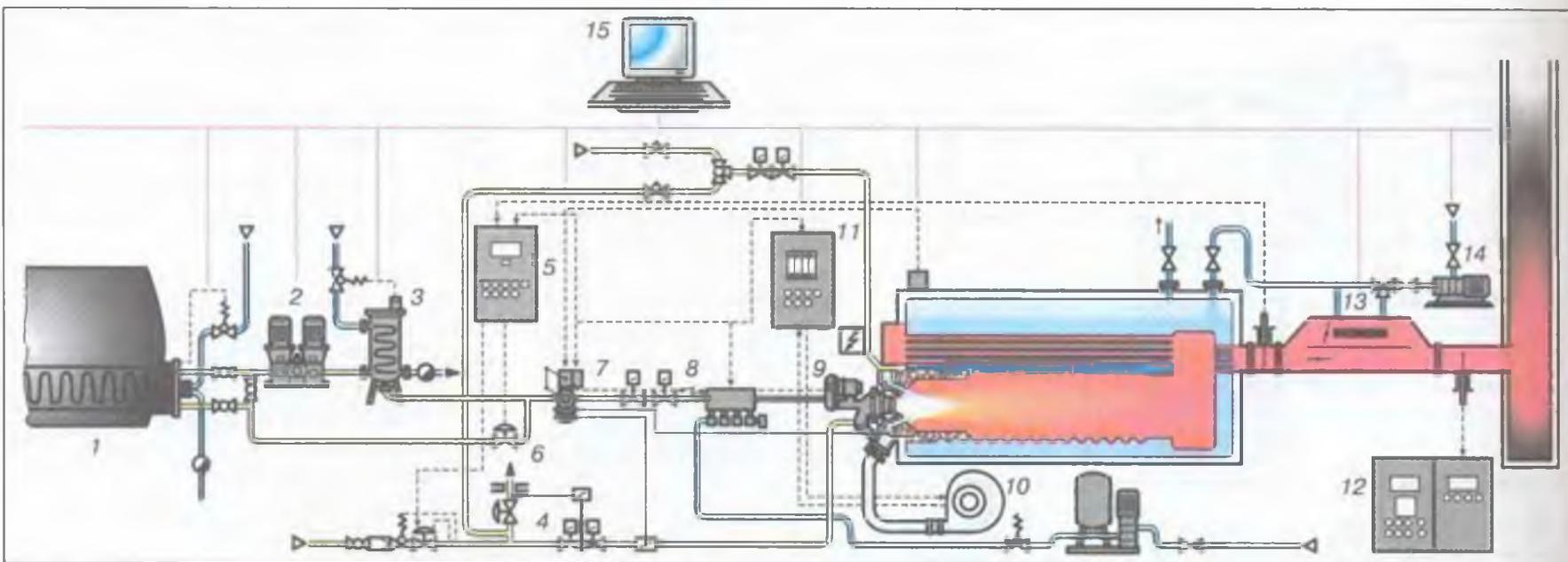


Рис. 5. Топочная система для сжигания жидкого топлива и газа с жаротрубным котлом: 1 – подогреватель топливного резервуара; 2 – насосная станция; 3 – подогрев топлива; 4 – газовая рампа с контролем герметичности; 5 – контроль O_2 в продуктах сгорания; 6 – регулятор давления жидкого топлива; 7 – комбинированный регулятор; 8 – устройство впрыска воды для уменьшения закоксованности котла; 9 – газовая горелка; 10 – вентилятор; 11 – система регулирования числа оборотов двигателя вентилятора; 12 – система контроля NO_x в продуктах сгорания; 13 – экономайзер; 14 – питательный насос; 15 – система контроля и управления тепловым режимом.

$\eta_T = 92-94\%$ и высокая степень экологич. и общей безопасности.

Современные котлы и модульные теплогенераторы оснащены надежными системами автоматического управления тепловыми режимами, что позволяет безаварийно эксплуатировать их.

Для индивидуальных отопления и ГВС населения в сельской местности и поселках используются разнообразные по конструкции (напольные, настенные, цилиндрич. и др.) и принципу действия (проточные, емкостные) газовые отопительные водонагреватели (бытовые котлы). Проточные газовые водонагреватели высокого давления относятся к водогрейным котлам малой мощности (9–28 кВт), снабжены автоматикой безопасности. Производительность по нагретой до темп-ры $45^\circ C$ воде от 2,4 до 7,2 л/мин. Емкостные газовые водонагреватели для местного отопления помещений и ГВС нагревают воду в емкости без принудительной циркуляции. Оборудованы дымоотводом, ГГУ, автоматикой безопасности и регулирования. Тепловая мощность 80 и 120 кВт. Отопительные газовые аппараты с водяным контуром (бытовые котлы) тепловой мощностью от 7,75 до 100 кВт позволяют обогревать помещения площадью от 80 до 600 м². Темп-ра нагрева воды до $85^\circ C$, $\eta_T = 84-90\%$.

Применяются также комбинированные (проточные и емкостные) котлы, в к-рых совмещены функции произ-ва горячей санитарной воды и отопления, что удешевляет их, повышает экономичность. Комбиниров. котлы проточного типа, как правило, настенного, а емкостного типа – напольного исполнения.

Емкостные водонагреватели применяются также для отопления индивидуальных жилых домов и ГВС по схеме «теплые полы» (рис. 6). Эффективными и экономичными являются также системы воздушного отопления от газовых воздухонагревателей (рис. 7), т. н. теплогене-

раторов. Они делятся на смесительные (продукты сгорания разбавляются до комнатной темп-ры холодным воздухом) и косвенного нагрева (нагрев воздуха осуществляется в теплообменнике). Последние, в свою очередь, подразделяются на собственно газовые (теплоноситель – продукты сгорания) и с промежуточным теплоносителем (пар низкого и ср. давления, горячая вода с макс. темп-рой на выходе из котла $105-150^\circ C$, нагретая вода – св. $200^\circ C$).

Смесительные теплогенераторы применяются в основном для обогрева крупных складских помещений, цехов производственных предприятий в системах проточной вентиляции, а также для тепловых завес въездных ворот. Их тепловая мощность от 0,60 до 1,2 МВт, максимальная темп-ра нагрева воздуха $80^\circ C$, кол-во нагреваемого воздуха от 4 до 24 тыс. м³/ч.

Природный газ используется также для обогрева производств. помещений посредством низкотемпературных («теплых») лучистых трубчатых нагревателей, к-рые позволяют сократить эксплуатационные расходы на отопление на 35–40% по сравнению с центр. водяным отоплением.

Для лицеприготовления в быту используют 2-, 3- и 4-горелочные газовые плиты с давлением природного газа 1,3 и 2 кПа и сжиженного газа с номинальным давлением 3 кПа в напольном и настольном исполнении. Перевод горелочных устройств плиты с одного вида газа на др. осуществляется заменой сопл.

Осн. отличие кухонных плит обществ. питания от бытовых – большие размеры горелочных устройств и диаметра конфорок. Тепловая мощность верх. горелочных устройств для отд. конфорки 16,75–25,12, для варочной плиты с тяжелой чугунной плитой 41,86–418,6 МДж/ч. Жаровни, вертела, грили, сковородки работают часто на природном газе. Использо-

зуют инфракрасные излучающие или с частичным предварительным смешением горелочных устройств. Отели и рестораны оснащают также газовыми водонагревателями, холодильниками, кондиционерами, посудомоечными машинами и прачечными.

Использование газовых холодильников ограничено особыми условиями (бесшумность работы и отсутствие подвижных деталей).

Использование природного газа обществ. купальнями и плавательными бассейнами выравнивает его потребление, т. к. режим пиковых нагрузок по теплоте приходится на то время дня, когда спрос на газ со стороны др. потребителей падает. Произ-во теплой воды с необходимой для бассейнов темп-рой ($50-80^\circ C$) эффективно осуществляется горелочными устройствами погружного сжигания газа.

В сельском хозяйстве природный газ используется для борьбы с сорняками на пахотных и необрабатываемых землях методом огневой прополки, для отопления теплиц и углекислотной подкормки растений в них.

Природный газ сжигается в котельных, к-рые снабжают теплицы горячей водой (темп-ра $95^\circ C$), а шампиньонницы и подсобные помещения – паром. В котельных работают газожидкотопливные котлы разл. типов. Потребности теплично-овощных комбинатов в теплоте могут покрываться теплотой уходящих газов компрессорных станций магистральных газопроводов.

Подкормка растений осуществляется обогащением воздуха теплицы CO_2 до 0,1%, что усиливает рост, ускоряет развитие растений и повышает урожайность на 20–30%. Необходимая газовая атмосфера производится в спец. генераторах CO_2 . Обогрев с.-х. помещений разл. назначения может осуществляться рекуперативными воздухонагревателями, «тем-

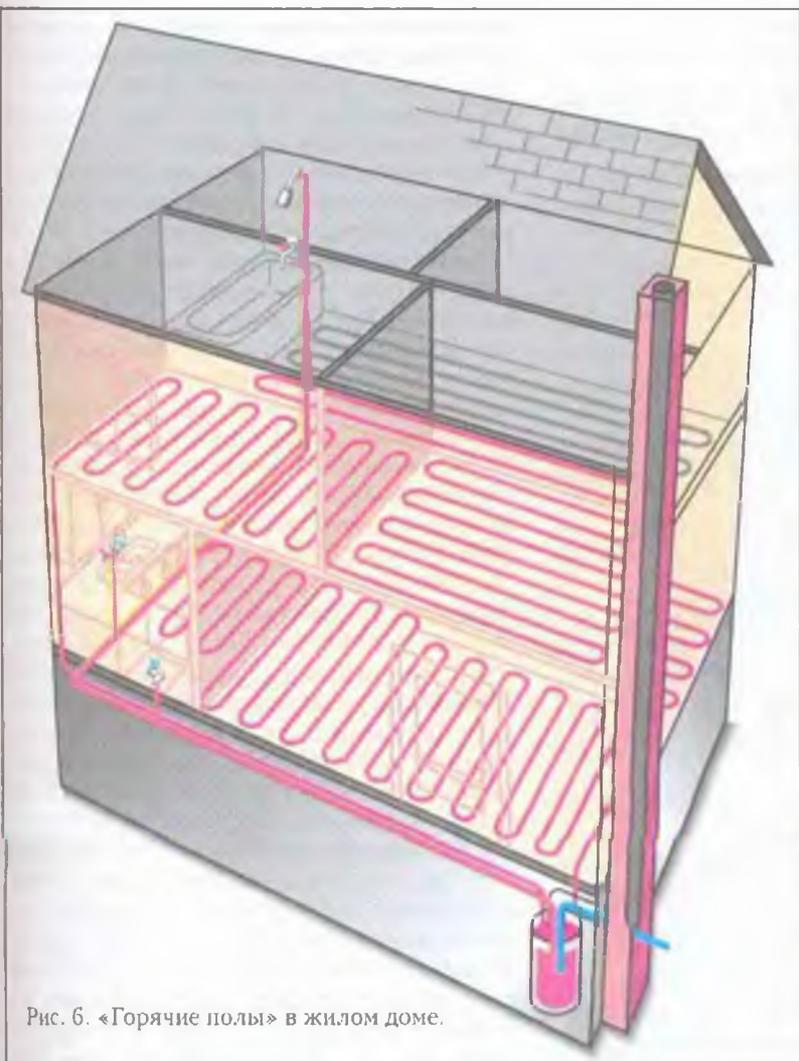


Рис. 6. «Горячие полы» в жилом доме.



Рис. 7. Воздушное отопление дома: 1 – газовый воздухонагреватель; 2, 4 – фильтр; 3 – охладитель кондиционера; 5 – забор свежего воздуха; 6 – компрессор кондиционера; 7 – термостат; 8 – дымоход.

ными» лучистыми трубчатыми нагревателями и инфракрасными излучающими горелочными устройствами. Последние обеспечивают положительные температуры поверхностей пола, стен и потолка, создают отдельные комфортные температурно-влажностные режимы содержания взрослых животных и молодняка.

Приготовление витаминной муки и др. растительных продуктов для кормов производится в агрегатах, в которых установлены автоматизированные газогорелочные блоки.

Природный газ используется также для производства микробного белка по разл. схемам газообеспечения и культивирования продукта: воздушной с рециркуляцией; кислородной с рециркуляцией без очистки и с очисткой от CO₂. Получаемый на основе природного газа микробный белок содержит на 10–20% больше сырого протеина по сравнению с белком, производимым из отходов древесины, жидких парафинов, нефти и т. п. Он не содержит остаточных углеводов. В птицеводстве 1 т микробного белка заменяет 6–7 т комбикормов (фуражного зерна).

Сушка зерна и других с.-х. культур с использованием природного газа вместо жидкого топлива исключает загрязнение их ароматич. веществами, сернистыми соединениями и недоокисленными углеводородами. Применяются сушилки прямого действия (стационарные и передвижные) и регенераторные. Последние более эффективны и менее энергоёмки.

В России все шире получает распространение хранение пищевых и кормовых продуктов в искусственно создаваемых газовых средах на основе продуктов сгорания природного и сжиженного газа. Для этой цели применяют автоматизированные модульные генераторы газовой среды для хранения с содержанием O₂ 1–3%, CO₂ до 3–5%, что позволяет замедлить протекающие биохимич. процессы в хранимом продукте.

В пищевой промышленности природный газ применяется во многих производствах: мясоперерабатывающем (колбасы, копчености, мясные консервы и др.), хлебопекарном (выпечка хлебобулочных изделий), сахарном (получение малосернистой извести, регенерация активиров. угля, сушка), кондитерском (кипячение сиропов, обжаривание орехов и какао-бобов, плавление шоколада, карамельной массы, выпечка печенья и т. п.), вино-водочном и безалкогольном (мойка стеклопосуды, пастеризация, приготовление сиропов и др.) и пр. В зависимости от вида продукции и теплотехнологии применяются разнообразные по конструкции Т. у. (варочные котлы, мармиты, камерные подовые, проходные, туннельные, конвейерные и барабанные, с тепловыми трубами, муфельные и др. печи, печи-машины и т. п.) и горелочные устройства (рамповые, передвижные, микрофакельные инжекционные, атмосферные, 2-проводные дутьевые, радиантные трубы, изучающие инфракрасные и др.).

Лит.: Ахмедов Р. Б., Брюханов О. Н., Иссерлиев А. С. и др., Рациональное использование газа в энергетических установках, Л., 1990; Ахмедов Р. Б., Брюханов О. Н., Лисиенко В. Г. и др., Рациональное использование газа в промышленных установках, СПб., 1995; Брюханов О. Н., Пацков Е. А., Плужников А. И. и др., Рациональное использование газа в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе, СПб., 1997.

А. И. Плужников.

ТЕРМИЧЕСКИЙ КПД теплотехнологических установок, коэффициент полезного теплоспользования, – безразмерная величина η_T , характеризующая степень эффективности тепловой работы технологич. установки.

Определяется из уравнения теплового баланса – аналитич. выражения закона сохранения энергии. Тепловой баланс составляется на единицу рабочего времени (кДж/ч) или на единицу массы конечного технологич. продукта (кДж/кг). В общем случае уравнение для часового теплового баланса (в кДж/ч) для *теплотехнологических установок* с переменным тепловым режимом имеет вид:

$$\begin{aligned} \text{Приход} & Q_x + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{фм}} + Q_{\text{элк}} = \\ \text{Расход} & = Q_m + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{элд}} + Q_{\text{ух}} + Q_{\text{потл}} \end{aligned}$$

где Q_x – химическая теплота топлива,

$Q_x = BQ_H^p$ (B – часовой расход топлива в $\text{м}^3/\text{ч}$ или $\text{кг}/\text{ч}$, а Q_H^p – его теплота сгорания); $Q_{\text{ф}}$ – физич. теплота часового кол-ва топлива и соответствующего кол-ва воздуха ($Q_{\text{ф}} = BQ_{\text{ф}}$, где $Q_{\text{ф}}$ – физич. теплота топлива и воздуха, отнесенные к единице кол-ва топлива); $Q_{\text{фм}}$ – физич. теплота, содержащаяся в подвергаемых тепловой обработке материалах до поступления в печь; $Q_{\text{экз}}$ и $Q_{\text{энд}}$ – соответственно теплота экзотермич. и эндотермич. реакций (независимо от теплоты реакций, связанных с горением топлива); $Q_{\text{м}}$ и $Q_{\text{шл}}$ – соответственно теплота металла и шлака; $Q_{\text{ух}}$ – теплота уходящих газов (если при тепловой обработке не образуется газовой фазы, то $Q_{\text{ух}} = BQ_{\text{ух}}$, где $Q_{\text{ух}}$ – химич. и физич. теплота уходящих газов, отнесенная к единице кол-ва топлива); $Q_{\text{пот}}$ – все виды тепловых потерь.

Если представить уравнение в виде:

$$Q_x + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{ух}} - Q_{\text{пот}} = Q_{\text{м}} + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{энд}} + Q_{\text{экз}} - Q_{\text{фм}}$$

то правая часть уравнения представляет собой полезную затрату теплоты, обеспечиваемую сжиганием топлива. Поэтому уравнение для коэф. полезного теплоиспользования будет иметь вид:

$$\eta_T = \frac{Q_{\text{м}} + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{энд}} - Q_{\text{экз}} - Q_{\text{фм}}}{Q_x + Q_{\text{ф}}} = \frac{Q_x + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{ух}} - Q_{\text{пот}}}{Q_x + Q_{\text{ф}}}$$

После подстановки вместо Q_x , $Q_{\text{ф}}$ и $Q_{\text{ух}}$ их выражение через B уравнение примет вид:

$$\eta_T = \frac{Q_H^p + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{ух}} - \frac{Q_{\text{пот}}}{B}}{Q_H^p + Q_{\text{ф}}}$$

Когда топливо и воздух для горения поступают в теплотехнологич. установку холодными ($Q_{\text{ф}} \approx 0$), тогда:

$$\eta_T = \frac{Q_H^p - Q_{\text{ух}} - \frac{Q_{\text{пот}}}{B}}{Q_H^p}$$

В этом случае, очевидно, термич. кпд превращается в коэф. полезного использования теплоты топлива.

Т. кпд всегда меньше, чем коэф. использования теплоты топлива. Поэтому теплотехнологич. установки проектируют т. о., чтобы при заданных технологич. параметрах значения Т. кпд были возможно ближе к значениям коэф. использования теплоты топлива.

Осн. частью теплотехнологич. установки является рабочее пространство, поэтому для анализа работы установки Т. кпд удобно выражать через величины, найденные для рабочего пространства:

$$Q_{\text{ух}}^{\text{раб}} = Q_{\text{ух}} + (Q_{\text{ф}}^{\text{раб}} - Q_{\text{ф}}) + \frac{Q_{\text{пот}}^{\text{вв}}}{B}$$

где $\frac{Q_{\text{пот}}^{\text{вв}}}{B}$ – тепловые потери всех видов вне пределов рабочего пространства; $Q_{\text{ф}}^{\text{раб}}$ – физич. теплота топлива и воздуха при входе в рабочее пространство.

Выражение для Т. кпд рабочего пространства будет иметь вид:

$$\eta_T^{\text{раб}} = Q_H^p + Q_{\text{ф}}^{\text{раб}} - Q_{\text{ух}}^{\text{раб}} - \frac{Q_{\text{пот}}^{\text{раб}}}{B}$$

Т. кпд – важнейший показатель тепловой работы теплотехнологич. установки. Он характеризует совершенство его работы как теплового агрегата. Чем выше темп-ра нагрева топлива и воздуха при входе в рабочее пространство, чем полнее сжигается топливо, чем меньше коэф. избытка воздуха и чем меньше тепловые потери, тем больше η_T .

Лит.: Глинков М. А., Основы общей теории тепловой работы печей, М., 1959.

А. И. Плужников.

ТЕРМИЧЕСКИЙ МЕТОД обезвреживания твердых отходов, см. в ст. *Переработка отходов*.

ТЕРМОГРАММА, см. в ст. *Газодинамические методы исследования*.

ТЕРМОМЕТР (от греч. *therme* – тепло и *metreo* – измеряю) глубинный – измерительное средство для определения темп-ры нефти, газа, воды и т. п. на забое и по стволу бурящихся и эксплуатационных скважин. Применяются при исследовании пластов и скважин и для контроля темп-ры при разработке нефтяных и газовых м-ний. Т. обладают тепловой инерцией, устойчивостью к ударам, к коррозионной среде. Габариты Т. зависят от диаметра скважин. По принципу действия Т. различают: манометрические, биметаллические с местной регистрацией и манометры электрич. сопротивления – с дистанционной передачей результатов измерения. У Т. манометрических и биметаллических измеряемая темп-ра, воспринимаемая чувствительным элементом, регистрируется на диаграммном бланке в виде кривой, отображающей изменение темп-ры во времени. В Т. с дистанционной передачей результатов входит первичный преобразователь, опускаемый в скважину, и вторичный прибор. Измеряемая темп-ра вызывает функциональное изменение электрич. сопротивления первичного преобразователя, включенного в мостовую схему вторичного прибора. Абс. погрешность Т. +1 °С.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ТЕРМОМЕТРИЯ ИСКУССТВЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ, см. в ст. *Геофизический контроль технического состояния скважин*.

ТЁРСКО-КАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

ТЭХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ, см. в ст. *Проектирование разработки*.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА газораспределительных систем – со-

вокупность методов и средств для обнаружения дефектов на объектах с целью повышения надежности, безопасности и эффективности эксплуатации *газораспределительных систем*. Осн. задача Т. д. – оценка текущего состояния и прогнозирование остаточного ресурса в условиях ограниченной информации.

Актуальность проведения Т. д. обусловлена естеств. старением распределительных газопроводов и технологич. оборудования. Значительное кол-во газопроводов и оборудования отработало установленный нормативный ресурс и требует либо замены, либо комплексного диагностирования с последующей оценкой остаточного ресурса. При этом самую большую опасность представляют газопроводы низкого давления, снабжающие газом жилые дома. Их уд. вес в общей протяженности распределительных газопроводов составляет 65–70%

Анализ конструктивных особенностей газораспределительных систем позволяет выделить осн. задачи, к-рые необходимо решить при их Т. д.: оценка текущего технич. состояния и прогнозирование его изменения; поиск дефектов и неисправностей при *отказах*.

В качестве осн. направлений диагностирования газораспределительных систем можно выделить след. виды работ: проверка герметичности газопроводов; контроль состояния *изоляционного покрытия*; проверка состояния и поврежденности осн. металла; определение опасности электрохимической коррозии газопроводов; проверка качества сварных стыков; измерение уровня концентрации газа и др. вредных веществ в закрытых помещениях, коллекторах и пр.; проверка надежности и работоспособности систем автоматики, телеметрии и упр-ния; проверка состояния и уровня надежности запорной и регуливающей арматуры.

Для нефтегазовой отрасли особый интерес представляет Т. д. трубопроводов. Применяемые здесь методы можно условно разделить на пассивные и активные. В пассивных методах (акустич. и электромагнитная эмиссия, вибрация, электрич. и электрохимич. шумы, тепловидение) используются сигналы, возникающие в самом объекте под влиянием внеш. факторов. Активные методы (акустич. щупы-твердомеры, ультразвуковые, лазерные, электромагнитные и др. дефектоскопы) состоят в регистрации откликов контролируемой системы на специально инициируемые внеш. воздействия. Наличие утечек определяется с помощью газоанализаторов разл. типов, а также ультразвуковыми акустич. течеискателями. Контроль состояния изоляционного покрытия подземных участков газопроводов осуществляется с помощью приборов, определяющих состояние магнитного поля вокруг трубопровода при работающих установках катодной защиты (см. *Катодная защита*), а металла – внутритрубинным дефектоскопом с намагничивающим принципом работы. Контроль состояния надземной части распределительных газопроводов в осн.

сводится к определению толщины отд. эродированных участков трубопроводов и внутр. дефектов металла трубы и сварных соединений с помощью ультразвуковых дефектоскопов разл. типов, дающих величину глубины залегания и протяженности трещины или дефекта. С помощью метода акустич. эмиссии достаточно надежно выявляются развивающиеся коррозионные трещины.

Для Т. д. газопроводов разработаны внутритрубные снаряды-дефектоскопы (интроскопы – от лат. intro – внутри, внутрь и греч. skopéo – смотрю) для распределительных газопроводов (рис. 1). Принцип их действия основан на намагничивании внутр. поверхности трубопроводов постоянным магнитом или электромагнитом и последующем сканировании магнитного рельефа, возникающего под действием полей рассеяния от дефектов стенки трубопровода. Необходимость остановки газопровода на время проведения Т. д. является существ. недостатком этого метода.

В диагностике трубопроводов все большее внимание привлекают нетрадиционные подходы – эффект магнитной памяти, регистрация слабых изменений рассеянного магнитного поля и т. п.

Метод магнитной памяти металла (рис. 2) основан на регистрации и анализе распределения собств. магнит-

ных полей рассеяния, возникающих на изделиях и оборудовании в зонах концентрации напряжений под действием рабочих нагрузок в магнитном поле Земли. В данном методе используются естеств. намагниченность и последствие, к-рое проявляется в виде магнитной памяти металла к фактич. деформациям и структурным изменениям в металле изделий и оборудования. Предлагаемый способ диагностики может быть использован для трубопроводов любых типоразмеров из ферромагнитных сталей и в отд. случаях из аустенитных сталей.

Разрабатываются также приборы для диагностики объектов шумовыми методами. Принцип их работы заключается в одновременной регистрации потенциала и уровня шума *электрохимической защиты*, а также сигналов акустич. эмиссии и определении состояния объекта на основании полученных результатов.

Следует заметить, что несмотря на развитие существующих методов контроля и появление новых, пока нет достаточно эффективного способа диагностики распределительных газопроводов, дающего результаты с требуемой достоверностью. Хотя существующие методы и средства Т. д. трубопроводов обладают потенциально большими возможностями, их применение в газораспределительных системах требует существенной доработки с

учетом специфических особенностей самих систем.

Т. д. является составной частью процесса *технического обслуживания* и эксплуатации газораспределительных систем. С др. стороны, известно, что в целом в разл. областях пром-сти не менее 50% из числа всех технич. обслуживаний по регламенту выполняются без фактич. их необходимости. Более того, надежность работы оборудования после технич. обслуживания, если обслуживание предусматривает нарушение целостности конструкции или условий эксплуатации, часто снижается за счет появления отсутствовавших до обслуживания дефектов монтажа. Поэтому в мировой практике появилась тенденция к переходу на обслуживание и ремонт оборудования по фактич. состоянию.

Основу технологии перехода на обслуживание по фактич. состоянию составляют методы и средства диагностики, позволяющие обнаруживать и идентифицировать все потенциально опасные дефекты на начальной стадии развития. Причем речь идет о комплексной системе мониторинга и диагностики, т. е. системе наблюдения за технич. состоянием как о наиболее эффективном средстве снижения затрат при переходе на технич. обслуживание объектов по их фактич. состоянию. При этом экономия в среднем, по статистич. данным развитых стран мира, составляет ок. 1/3 затрат на ремонт и обслуживание. Комплексность в данном случае подразумевает согласование методов и средств диагностики, обеспечение нормативно-методич. материалами, соответствующую подготовку персонала и организацию процесса. А. З. Стотыра.

ТЕХНИЧЕСКИЙ УГЛЕРОД, сажа, – высокодисперсный продукт неполного горения или термич. разложения углеводородов, содержащихся в природных и пром. газах, а также в нефтяных и каменноугольных маслах. Состоит гл. обр. из углерода (не менее 90%); содержит H_2 , хемосорбированный CO_2 и др. компоненты, а также минер. примеси. Ср. диаметр частиц (преим. сферич. формы) 10–40 нм, плотность 1,80–1,95 г/см³.

Используется в качестве наполнителя в резине и пластмассах с целью модифицирования механич., электрич. и оптич. свойств эластомеров. Осн. потребители Т. у. – шинная и резинотехнич. пром-сти (ок. 90% от всего его потребления). Применяется также при произ-ве угольных электродов, лаковых красок и в полиграфии. Ежегодно в России производится не менее 400 тыс. т различных марок Т. у. Т. у. получают термическим и печным способами.

При гермическом способе Т. у. получают при пиролизе углеводородного сырья без доступа воздуха. Нагрев огнеупорной насадки печи до темп-ры 1300–1450 °С (1-я стадия процесса) происходит при горении природного газа в воздухе с *коэффициентом избытка воздуха* 1,5–1,7. Пиролиз углеводородного сырья происходит в каналах насадки в отсутст-

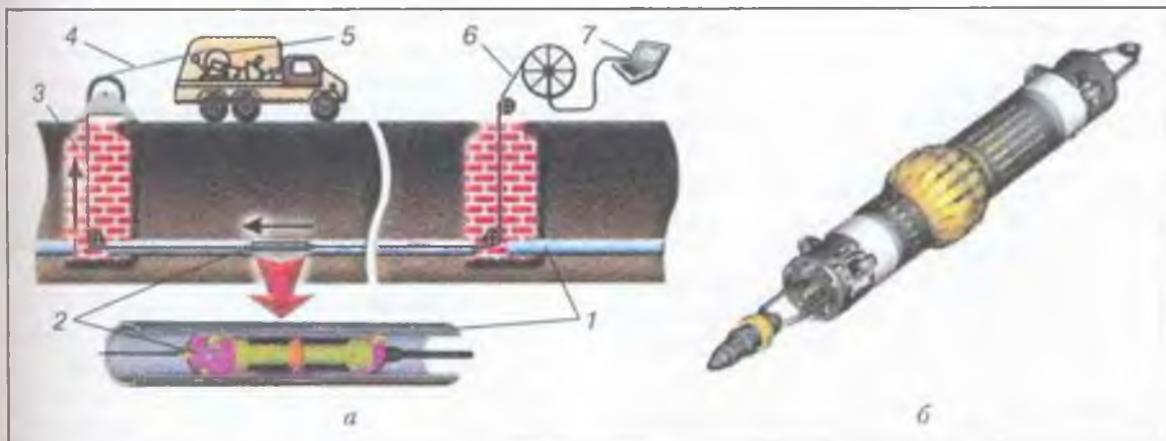


Рис. 1. Внутритрубная диагностика трубопровода магнитным интроскопом: а – схема проведения диагностики; б – вид снаряда; 1 – трубопровод; 2 – снаряд-дефектоскоп; 3 – колодец или шурф; 4 – тянущий или страховочный трос; 5 – лебедка; 6 – кабель; 7 – портативный компьютер.

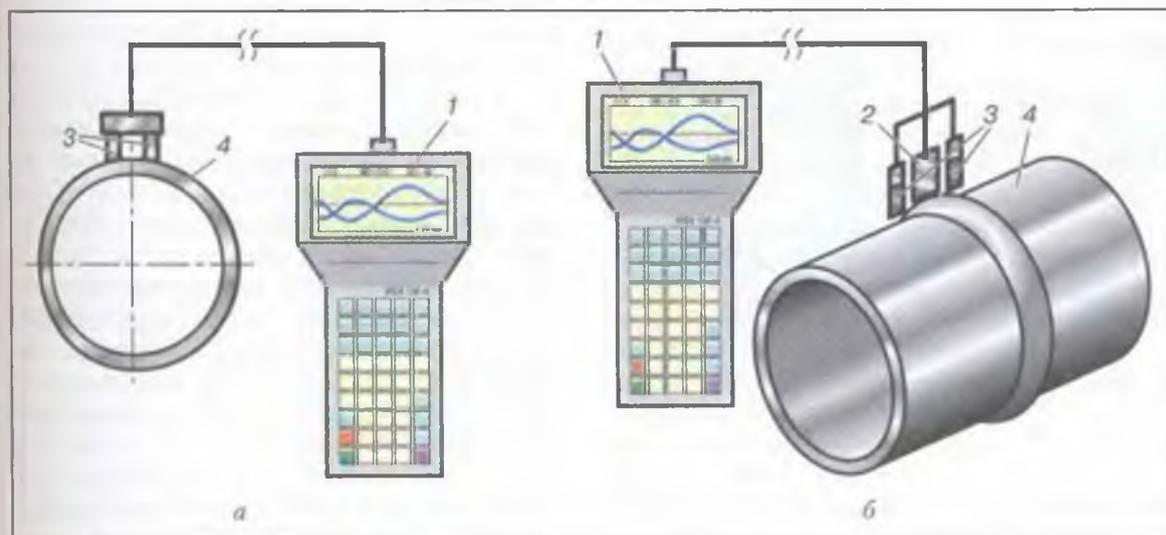
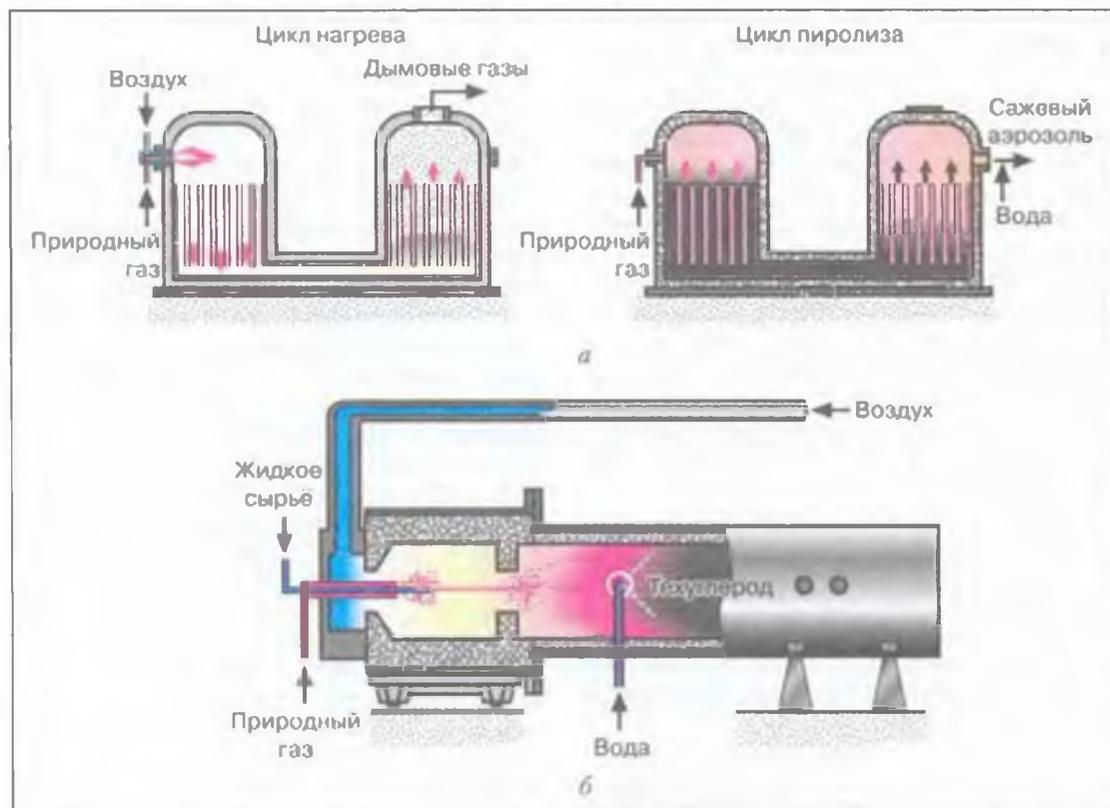


Рис. 2. Схема контроля трубопровода методом магнитной памяти: а – вдоль сварного шва; б – вдоль оси трубопровода; 1 – регистрирующий прибор; 2 – датчик измерения длины; 3 – датчик измерения собственных магнитных полей рассеивания; 4 – трубопровод.



Схемы различных способов производства технического углерода: а – термический; б – печной.

вие воздуха (2-я стадия). Образовавшийся сажевый аэрозоль охлаждается водой и поступает в систему улавливания. Схема произ-ва Т. у. на Сосногорском газоперерабатывающем заводе представлена на рис., а.

Печной процесс является осн. способом произ-ва Т. у. различных марок. Этим способом получают более 90% Т. у. в мире. Принципиальная схема процесса приведена на рис., б. Техуглерод образуется при неполном горении углеводородного сырья. В частности, на Сосногорском ГПЗ печным способом производят Т. у., к-рый образуется в результате неполного горения природного газа при тем-ре 1200–1250 °С.

В качестве углеводородного сырья обычно применяют высокоароматизов. дистиллятные фракции нефте- и коксохимических произ-в. Процесс ведут т. о., чтобы получить Т. у. необходимого качества (прежде всего по показателям дисперсности и структурности) при макс. эффективности всего технологич. цикла и соблюдения экологич. требований.

Ассортимент Т. у. формируется исходя из требований потребляющих его отраслей пром-сти (в осн. шинной и резино-технической).

Ассортимент печного Т. у., производимого в России: низкодисперсный – с уд. поверхностью ≤ 40 м²/г; высокодисперсный – с разл. структурностью, образующийся в микродиффузионном пламени при горении высокоароматизов. сырья, с уд. поверхностью ≥ 50 м²/г. Как правило, уд. поверхность Т. у., применяемого в резиновом произ-ве, не превышает 100–110 м²/г.

С. В. Шурупов.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ газораспределительных сетей – под-

держание в технически исправном состоянии распределительных газопроводов.

Все виды работ по Т. о. газопроводов должны выполняться в соответствии с Правилами безопасности в газовом хоз-ве, правилами технич. эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хоз-ве, производств. инструкциями, разработанными и утвержденными в установленном порядке, в сроки, предусмотренные графиками.

Т. о. включает след. работы: наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них, включая средства электрозащиты, а также устранение мелких неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации; осмотр арматуры, установленной на газопроводе; проверка состояния газопроводов и их изоляции приборами, буровым и шурфовым осмотром или посредством опрессовки; измерение давления газа и электрич. потенциалов на газопроводах.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них проводится путем систематич. обхода трасс газопроводов. При обходе трасс газопроводов и сооружений осуществляют: систематич. проверку на загазованность колодцев, подвалов, подземных сооружений, контрольных труб, выявление утечек газа по внеш. признакам, контроль состояния настенных указателей; удаление из коверов воды, снега, льда и грязи; проверку конденсатосборников и удаление из них конденсата; наблюдение за дорожными и строительными работами, производимыми вблизи трассы газопроводов.

Важное значение в бесперебойной работе газопроводов имеет ремонт. Ремонтные работы позволяют поддерживать газопроводы и др. сооружения в состоянии технич. готовности и сохранять этим сооружениям необходимые эксплуатацион-

ные качества. Система плано-предупредительного ремонта предусматривает выполнение профилактич. работ, текущего и капитального ремонтов.

К профилактическим работам относят периодич. осмотры, а также устранение мелких неисправностей, выявленных в процессе осмотра (напр., незначительные повреждения защитного покрытия).

Текущий ремонт заключается в устранении небольших неисправностей и повреждений газопроводов и сооружений (набивка сальников на задвижках, покраска или частичная замена изоляции, удаление коррозионных вкраплений и др.), а также в проведении ревизий отд. оборудования.

В процессе капитального ремонта заменяют изношенные узлы и детали (крановые узлы, вентили, разбирают оборудование, заменяют отд. поврежденные участки газопровода). При капитальном ремонте устраняют износ и восстанавливают первоначальное состояние газопроводов и оборудования. Своевременное и качественное проведение ремонтных работ способствует улучшению использования газопроводов и сооружений и обеспечивает бесперебойное снабжение потребителей газом.

Ю. В. Дроздов.

ТЕХНОГЕННОЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ – образование газовых гидратов в системах добычи, сбора, промышленной подготовки и транспортировки газа. Достаточно типичное технологич. осложнение, особенно для условий сев. м-ний, а также для м-ний сероводородсодержащих газов (рис. 1). В связи с этим при эксплуатации газовых и газоконденсатных м-ний необходимо предусматривать мероприятия по борьбе с гидратами, к-рая включает предупреждение процесса их образования или отложения в виде сплошных и несплошных пробок в промышленных коммуникациях и технологич. операции по их ликвидации (т. е. по разложению, удалению и пр.). Распространенным методом борьбы с Т. г. является использование ингибиторов гидратообразования и ингибиторов гидратоотложения.

При нарушениях технологич. режима работы систем добычи и транспорта газа возможно образование гидратных пробок в скважинах, системах сбора и промышленной подготовки газа и газопроводах.

В случае частичной закупорки гидратами рабочего сечения и полного его перекрытия (т. е. образование собственно гидратной или парафиногидратной пробки) ликвидация гидратных отложений технологически достаточно проста, т. к. возможна прокачка ингибитора или теплоносителя вдоль образовавшейся несплошной пробки и может быть обеспечена без остановки соответствующей промышленной системы. При образовании сплошной пробки (рассматривается как аварийная ситуация, связанная с нарушениями технологич. регламента ведения процесса или с просчетами в проектировании) работы по их разрушению в скважинах требуют много времени и средств



Рис. 1. Газопромысловые системы с возможным техногенным гидратообразованием.

ством сбора отработанного еще достаточно концентриров. раствора ингибитора с низкотемпературных ступеней сепарации и с последующей его подачей в поток газа на предыдущие ступени сепарации (рис. 2). При этом происходит испарение летучего ингибитора из отработанного раствора и частичное насыщение им газовой фазы, за счет чего снижается расход концентриров. (свежего) ингибитора, вводимого в газовый поток. Одновременно происходит снижение концентрации полностью отработанного ингибитора, причем во многих случаях до значений, при к-рых регенерация этого раствора методом ректификации экономически нецелесообразна, а сброс его в поглощающий горизонт допустим. Для реализации этого экологич. требования ввод отработанного ингибитора в поток обрабатываемого газа осуществляется через спец. аппарат (десорбер-сепаратор), в к-ром происходит отпарка метанола либо др. летучего ингибитора в поток газа при противоточном движении контактируемых фаз. Десорбер-сепаратор конструктивно может быть аппаратом тарельчатого и насадочного типов. В качестве десорбера может использоваться серийный входной газосепаратор, дооборудованный в верх. части спец. массообменной секцией отпарки летучего ингибитора.

В рассматриваемой технологии рециркуляционное (многократное) использование летучего ингибитора гидратообразования в системе подготовки газа происходит в рамках одной технологич. линии за счет его испарения из жидкой фазы в поток газа на первых ступенях сепарации и конденсации – на последующих. При этом эффективно используются физико-химич. особенности растворимости летучего органич. вещества в сжатом природном газе: сильная зависимость от темп-ры и увеличение растворимости с ростом давления при $P \geq 5-7$ МПа (т.е. наличие достаточно отчетливого миниму-

логически интересен метод постепенного испарения воды из гидратной фазы в газовую за счет поддержания пониженной влажности газа на входе в участок с гидратными отложениями.

Наиболее перспективны методы удаления гидратоотложений в скважинах и трубопроводах (применимые и при образовании сплошных пробок), основанные на использовании физич. полей (применение микроволновой технологии, совмещение теплового и акустич. воздействия и др.).

Разработаны принципиально новые энерго- и ресурсосберегающие технологические процессы промышленной обработки природного газа газовых и газоконденсатных м-ний. Осн. особенность совр. технологич. схем промышленной обработки газов – использование рециркуляции и регенерации летучих абсорбентов (одновременно являющихся и ингибиторами гидратообразования) непосредственно в потоке обрабатываемого природного газа.

В 1985 предложен вариант рециркуляционной технологии после анализа начального этапа эксплуатации установки низкотемпературной сепарации конденсатсодержащего газа на Уренгойском промысле. Значительное (в неск. раз) сокращение расхода летучего ингибитора гидратообразования достигается посред-

Поэтому совершенствование технологии и техники проведения этих трудоемких работ является весьма актуальным.

В 1980-х гг. активно развивались термодинамич. модели образования и роста гидратных отложений в газовых скважинах и трубопроводах при наличии капельной влаги в потоке газа и кристаллизации гидратов непосредственно из газовой фазы. С помощью математич. моделей можно рассчитать динамику «зарастания» проходного сечения гидратами, что в ряде случаев позволяет предложить эффективные методы борьбы с гидратообразованием, основанные на периодич. разложении образовавшихся гидратных отложений.

Разработаны методы ликвидации гидратных отложений в скважинах и трубопроводах: механические – проталкивание пробки в ниж. часть насосно-компрессорных труб, гидроперфорационные; виброволновые; тепловые (прогрев теплоносителем, напр. паром, горячей водой); комбинированные (сочетают механич. разрушение газогидратных отложений спец. инструментом и тепловое их разложение нагнетаемым в скважину нагретым промывочным раствором при соответствующем контроле технологич. параметров процесса); термохимические (используют теплоту какой-либо химич. реакции); тепловые без непосредств. контакта теплоисточника с гидратным отложением (прогрев теплоэлектронагревателем или протяженным греющим кабелем, прогрев колонны насосно-компрессорных труб при работе скважины через затрубное пространство или подача в него теплоносителя) и др.

Разработанный малогабаритный электронагреватель спец. конструкции с передвижной установкой, содержащей вспомогательное оборудование, имеет след. основные технич. характеристики: наружный диам. не более 44 мм, длина 1 м, мощность 10 кВт, масса ок. 10 кг. В качестве нагревательного элемента используется спираль из нихрома или фехрала. Результаты промысловых испытаний на скважинах Правдинского нефтяного м-ния в Зап. Сибири показали высокую технологичность и экономич. эффективность способа.

Для разложения несплошных гидратных пробок в газопроводах наиболее эффективны способы, связанные с закачкой теплоносителя (напр., горячей воды) или ингибитора гидратообразования. Техно-

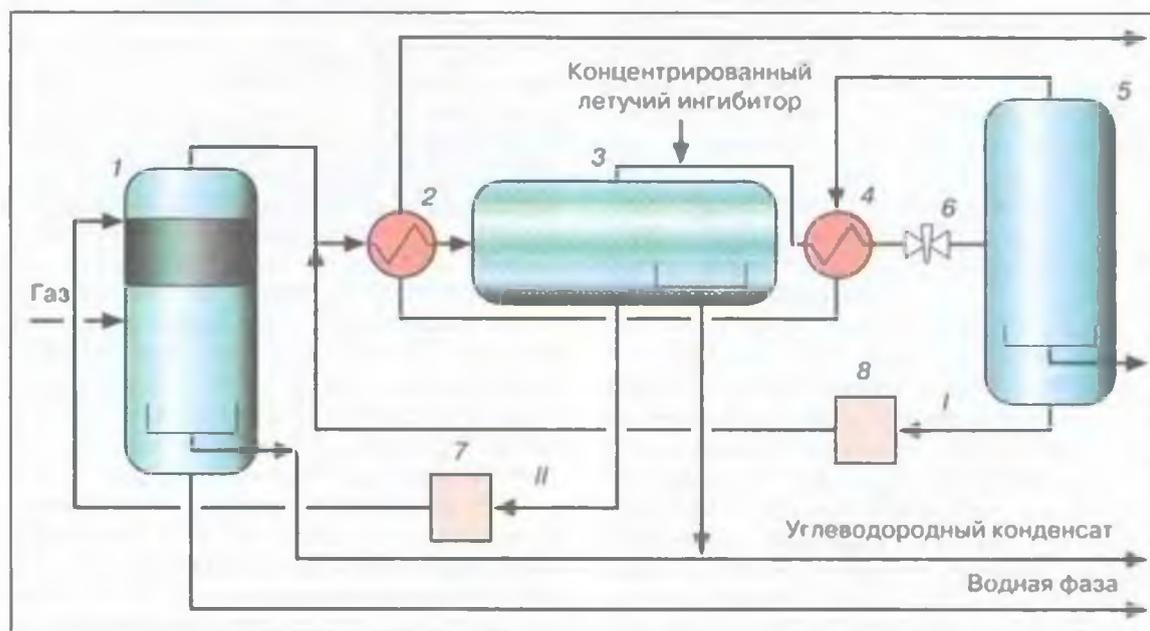


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема энергосберегающей технологии низкотемпературной сепарации газа: 1 – водометанольный раствор (70–80% масс.); II – водометанольный раствор (20–40% масс.); 1 – сепаратор 1-й ступени; 2, 4 – теплообменник «газ – газ»; 3 – промежуточный сепаратор; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – дроссель (или эжектор); 7, 8 – насос.

ма растворимости) на изотермах растворимости метанола, этанола, метилэтилкетона и др. летучих органич. веществ в природном газе в этом диапазоне давлений. Необходимость в подаче свежего (концентрированного) ингибитора связана с компенсацией его потерь с осушенным газом, *нестабильным конденсатом* и водной фазой (поступающей на утилизацию, напр., в систему пром. стоков).

В качестве ингибитора гидратообразования можно использовать летучее водорастворимое органич. вещество: метанол, этанол, ацетон, эфиральдегидную фракцию (побочный продукт произ-ва синтетич. этанола из этилена), изопропанол, метилэтилкетон и др. Нормальная темп-ра кипения легучего ингибитора должна быть от 55 °С до 120 °С. Использование конкретного ингибитора зависит от температурного уровня процесса промышленной обработки газа (темп-ры газа в конечном технологич. аппарате): при темп-рах от -25 до -50 °С и ниже вне конкуренции метанол, от -15 до -25 °С предпочтительнее этанол, а от -5 до -15 °С наиболее перспективен изопропанол.

Разработаны многочисл. модификации данного технологич. процесса для природного газа газоконденсатных и для чисто газовых м-ний. Суть модификаций состоит в оптимизации схем циркуляции ингибитора на *установках комплексной подготовки газа* на разных этапах эксплуатации м-ния, а также вовлечения в рассматриваемую рециркуляционную технологию систем сбора газа. На стадии технологич. проектирования установок подготовки газа могут быть разработаны системы промышленного сбора, специально адаптированные для применения рециркуляционных технологий ввода и распределения летучих ингибиторов гидратообразования.

Низкотемпературные технологич. процессы с рециркуляцией метанола внедрены на ряде установок подготовки *Уренгойского месторождения* и *Ямбургского месторождения*. Подобные энерго- и ресурсосберегающие технологич. схемы включены в проекты обустройства ряда новых газовых и газоконденсатных м-ний Крайнего Севера (Северо-Уренгойского, Ен-Яхинского, Песцового и м-ний п-ова Ямал). Использование рециркуляционных технологич. схем — неотъемлемый элемент технологич. проектирования систем обустройства сев. м-ний природного газа.

Энергосберегающие модификации *абсорбционной осушки* газа разработаны применительно к завершающей стадии разработки газовых м-ний при подключении технологич. узла «компрессор — аппарат воздушного охлаждения газа» до абсорбера. Применяются двухстадийные схемы осушки газа на двух разл. термобарич. уровнях, позволяющие исключить использование метанола для предупреждения гидратообразования в аппаратах воздушного охлаждения газа (за счет стадии предварительной осушки газа до компрессора). Указанные технологии применяются на Уренгойском и Ямбургском м-ниях.

Лит.: Истомин В. А., Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти, М., 1990; Гриценко А. И., Истомин В. А., Кульков А. Н., Сулейманов Р. С., Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999.

В. А. Истомин.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗРАБОТКИ месторождения природного газа, см. в ст. *Проектирование разработки*.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ газового месторождения — совокупность объемных и термобарич. показателей, характеризующих работу (функционирование) *системы разработки*. К ним относятся: годовой отбор газа, конденсата, нефти; накопленная добыча газа, конденсата, нефти; годовая и накопленная добыча пластовой и конденсационной воды; конденсатный фактор (отношение добычи конденсата к добыче отсепарированного газа); нефтегазовый фактор (отношение добычи нефти к добыче газа); водогазовый фактор (отношение добычи воды к добыче газа); *дебиты* газа, конденсата, нефти и воды по скважине и ср. дебиты по кустам, зонам, *установкам комплексной подготовки газа* (УКПГ); *фонд скважин*; *коэффициент эксплуатации* скважин; давление пластовое, забойное, затрубное, межколонное, устьевое, на входе и на выходе из УКПГ; темп-ра (устьевая в начале шлейфа, на входе в УКПГ); давление на приеме *дожимной компрессорной станции* (ДКС); мощность, кол-во ступеней сжатия и *степень сжатия* на ДКС и ряд др. Важными Т. п. р. м-ний являются сроки ввода ДКС и ее энергетич. характеристики.

При разработке м-ний без поддержания давления происходит падение *пластового давления*, к-рое обеспечивает поступление газа из пласта на поверхность и далее в газопровод. В совр. магистральных газопроводах давление поддерживается на уровне 7,5 МПа, реже — 5 МПа.

В начальный период разработки высокие пластовые давления обеспечивают транспортировку газа от устья скважины в газопровод и его *промышленную обработку* без промежуточных энергетич. установок (т. н. *бескомпрессорная эксплуатация*). При определенном уровне снижения пластового давления *устьевое давление* не обеспечивает поступление газа в газопровод. В этом случае требуется вводить ДКС, на к-рой происходит многоступенчатое сжатие газа (1, 2, 3 и более ступеней сжатия) до давления в начале магистрального газопровода.

Ввод ДКС значительно (в неск. раз) удорожает себестоимость добычи газа. Макс. степень сжатия на ДКС и ее установленная мощность определяются на основе технико-экономич. анализа. Оптимизация этих технологич. показателей — одна из гл. задач инвестиционных проектов разработки газового м-ния.

ДКС в зависимости от конкретных геотехнологич. условий чаще всего вводятся

в период постоянной добычи газа (см. в ст. *Промышленная разработка*), реже — с самого начала разработки.

В 1985 в быв. СССР с помощью ДКС добывалось ок. 40% от общей добычи газа, в России с 1995 практически более 90% добываемого газа поступает в газопроводы с помощью ДКС.

При эксплуатации газового м-ния с помощью ДКС наступает момент, когда затраты на эксплуатацию промысла и ДКС не окупаются ценой на газ, поставляемый в магистральный газопровод. Дальнейшая эксплуатация м-ния будет связана с возможностью реализации добываемого низконапорного газа на местном энергетич. рынке при низких давлениях в *газораспределительных сетях*.

Лит.: Коротчаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Разработка газовых газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ — часть добываемого природного газа, безвозвратно теряемого (утраченного) при эксплуатации технологич. объектов добычи, обработки (переработки), хранения и транспортировки природного газа, конденсата и др. продуктов, производимых на газодоб. предприятии. Определяются по отд. операциям и по технологич. цепочке в целом.

Т. п. обусловлены применением на *газовом промысле* таких процессов и операций, к-рые сопровождаются сжиганием газа на факеле без утилизации его химич. и энергетич. потенциала или (в редких случаях) *выбросами* газа в атмосферу.

Т. п. бывают нормативные (плановые) и сверхнормативные. Нормативные потери предусматриваются в проектах *обустройства* (см. в ст. *Проектирование обустройства*) м-ний и в *технологических регламентах* эксплуатации технологич. установок. К осн. причинам нормативных Т. п. на газодоб. предприятии относятся: применение технологич. операций, связанных с проведением регламентируемых продувок газопромышленного оборудования, дегазацией жидкостей при низких давлениях и т. д.; выполнение требований правил технич. эксплуатации и техники безопасности (проверка работоспособности предохранительной аппаратуры, освидетельствование оборудования и т. д.); отсутствие экономических способов утилизации низконапорных газов. Потери газа, связанные с отклонениями или нарушениями регламентируемых режимов и условий эксплуатации технологич. объектов, относятся к сверхнормативным.

Осн. статьями Т. п. природного газа на газодоб. предприятиях является газ: затрачиваемый на продувку скважин, промысловых коммуникаций и технологич. установок; расходуемый при опорожнении аппаратов и промысловых коммуникаций (*газ дегазации конденсационных или пластовых вод, нестабильного конденсата, насыщенных растворов абсорбентов и ингибиторов гидратообразования*); затворный газ (для обеспечения

взрывобезопасной работы факелов), подаваемый для предотвращения попадания в факельную систему воздуха; подаваемый на дежурные горелки факела; сбрасываемый па факел или свечу при пуске и остановке *газоперекачивающих агрегатов* дожимных компрессорных и ходольных станций; расходуемый на работу пневмоаппаратуры и пневморегуляторов; расходуемый на работу установок по вводу в скважины и технологич. линии *ингибиторов коррозии, ингибиторов гидратообразования и поверхностно-активных веществ.*

Фактич. Т. п. газа при добыче определяются расчетным путем на основании замеров параметров работы оборудования, экспериментальных (аналитич.) и опытно-статистич. данных при строгом учете продолжительности каждой операции, связанной с затратами неуглизуемого газа.

Величина Т. п. природного газа зависит от кол-ва, типа и мощности технологич. установок, эксплуатируемых на промыслах, состояния и степени автоматизации технологич. оборудования, продолжительности времени эксплуатации промысла, кол-ва добываемых из пласта жидких продуктов (*газовый конденсат, вода*) и др. обстоятельств. Величина этих потерь колеблется в широких пределах для разных промыслов (даже при одинаковой их мощности) и для одного и того же промысла в разл. периоды его эксплуатации, увеличиваясь, как правило, в процессе эксплуатации.

Поэтому сокращение Т. п. природного газа при его добыче, промышленном сборе и подготовке имеет большое значение не только для повышения эффективности произ-ва за счет увеличения кол-ва реализуемого углеводородного сырья, но и улучшает экологич. обстановку в районах добычи газа, свидетельствуя об уровне технологич. дисциплины, степени надежности и безопасности работы промысла. О мероприятиях по уменьшению и предотвращению Т. п. см. в ст. *Потери.*

В. С. Юшина, С. В. Шурупова.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ — осн. рабочий документ, по к-рому осуществляются пуск, эксплуатация и остановка той или иной промышленной и заводской установки, связанной с подготовкой и переработкой природного газа и углеводородного конденсата.

Т.р. содержит след. основные разделы: общая характеристика произ-ва; характеристики исходного сырья, используемых реагентов и выпускаемой продукции; описание технологич. схемы и процесса (показатели и нормы технологич. режима в зависимости от состава сырья, а также допустимые пределы отклонения от этих показателей); схема и объем автоматизации технологич. процесса; возможные неполадки технологич. процесса, их причины и способы устранения; расходные нормы сырья, реагентов, энергии (электрич., пара, газа на собственные нужды, топливного газа и пр.); порядок пуска, вывода установок на оптимальный технологич. режим, правила

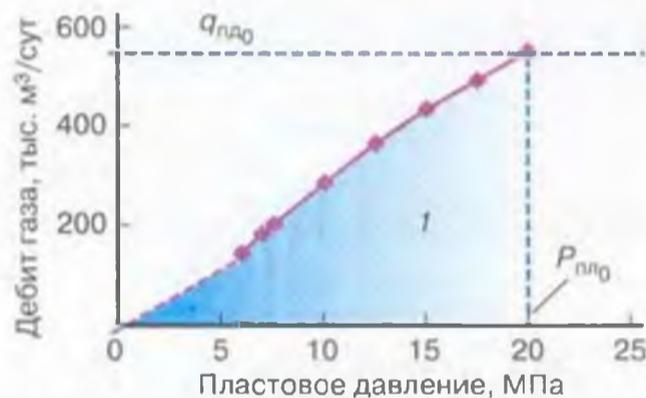
остановки и переключения установок на резервное оборудование; контроль произ-ва, включающий контроль показателей технологич. процесса и описание применяемых методик контроля (в т.ч. контроль качества сырья, получаемых продуктов, используемых реагентов и промстоков); осн. правила безопасного ведения процесса, а также действий персонала в нештатных ситуациях; *отходы производства, сточные воды и выбросы* в атмосферу; защита технологич. оборудования от *коррозии*; перечень технологич. инструкций и инструкций по технике безопасности и пожарной профилактике.

Обычно Т.р. принимаются сроком действия до 5 лет, но могут пересматриваться и чаще (напр., при наличии изменений в технологии либо существенных отклонений от первоначального технологич. режима, вызванного изменением состава сырья, изменением *рабочего давления* и т.п.).

В. А. Истомина.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ газовой скважины — условия работы *газовой скважины*, обеспечивающие надежное, рентабельное и экологически безопасное ее функционирование.

В общем виде Т.р.э. характеризуется изменением *предельно допустимых дебитов* газовых скважин в зависимости от *пластового давления* в процессе разработки (рис.). Величина предельно допустимого дебита характеризует макс. значение дебита, при к-ром не происходит к.-л. технологич. и технич. осложнений при эксплуатации скважин.



Зависимость предельно допустимого дебита от пластового давления: 1 — зона допустимых рабочих дебитов; $P_{пл0}$ — начальное пластовое давление; $q_{пл0}$ — начальный предельно допустимый дебит.

Теория и практика проектирования и эксплуатации газовых скважин предусматривают установление зависимости предельно допустимых дебитов от пластового давления на основе след. условий, к-рые определяют название Т.р.э.

Режим постоянной или зависимой от пластового давления *пластовой депрессии* назначается в условиях возможного разрушения пласта в окрестностях забоя или образования *конусов пластовой воды и языков обводнения*. Ранее предполагалось использовать в этих условиях режим постоянного градиента давления на стенке забоя скважины. Однако иссле-

дования в области *геомеханики* показали необоснованность этого режима.

Режим постоянных максимально допустимых скоростей газа на устье скважины обеспечивают приемлемые *скорости коррозии* и эрозии внутр. поверхностей *насосно-компрессорных труб* при наличии в газе агрессивных компонентов (H_2S, CO_2) или твердых примесей.

Режим постоянного *устьевого давления* на скважине обеспечивает поступление газа в газопровод без *дожимных компрессорных станций*.

Режим постоянной нормы отбора газа из скважины характеризует отношение дебита скважины к ее *абсолютно свободному дебиту*. Поскольку последний уменьшается с падением пластового давления, то при постоянной норме отбора дебит газа также будет уменьшаться. Этот режим назначается на основе технико-экономич. обоснований в качестве энергосберегающего режима.

В Т.р.э. обычно кроме верх. границы (предельно допустимых дебитов) указывается и ниж. граница для минимально допустимых дебитов (см. *Дебит*), характеризующих минимально допустимые скорости на забое скважины, к-рые еще обеспечивают вынос с забоя жидкой фазы (воды, конденсата, растворов и пр.).

Перечисленные режимы Т.р.э., представленные в виде зависимости предельно допустимых дебитов от пластового давления, являются прогнозными режимами. Они устанавливаются на основе экспериментального определения начального предельно допустимого дебита (при начальном пластовом давлении) и спец. математич. моделях, имитирующих разл. геотехнологич. процессы (см. *Моделирование геотехнологических процессов*).

На практике рабочие режимы газовых скважин устанавливаются в области допустимых предельных дебитов (зона 1 на рис.) на основе экономически обоснованных *добычных возможностей* системы введенных в эксплуатацию скважин или *эксплуатационного объекта*.

Режим постоянного рабочего дебита устанавливается на уровне предельно допустимого. В этом случае фактически происходит опережающее бурение эксплуатационных скважин, требующее соответствующего экономич. обоснования.

В случае отсутствия экспериментальных данных о начальном предельно допустимом дебите его величина устанавливается по аналогии на основе нормы отбора газа.

Опыт эксплуатации газовых скважин России показывает, что фактич. нормы отбора газа составляют 10–15% для сеюманских залежей м-ний С. Тюменской обл. и 30–40% для карбонатных коллекторов газовых залежей Волго-Уральского региона.

В заруб. практике установление, контроль и регулирование Т.р.э. обычно проводятся на основе нормы отбора как наиболее простого для использования индикатора.

Лит.: Ланук Б. Б., Теоретические основы разработки месторождений природных газов, М.—Л., 1948; Добыча, подготовка и транспорт

природного газа и конденсата (под ред. Ю. П. Коротаева и Р. Д. Маргулова), т. 1-2, М., 1984; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – занимает территорию Ненецкого авт. округа Архангельской обл., Респ. Коми и сев. часть Пермской обл. Общая пл. 500 тыс. км², из к-рых св. 120 тыс. км² приходится на акваторию Печорского м. Объем осадочного выполнения превышает 2 млн. км³.

Провинция приурочена к одноименной синеклизе, расположенной в сев.-вост. части *Восточно-Европейской платформы*. На Ю.-З. ограничена поднятиями Тиманского кряжа, на В. – складчато-надвиговыми сооружениями Урала и Пай-Хоя, на С.-З. – флексурой (Куренцовской ступенью) сочленения с Южно-Баренцевской влд. Баренцевоморской НГП.

Терр. провинции приурочена к одноименной области байкальской консолидации фундамента (Печорской плиты), для к-рого характерно наличие архейских кратонов (Хорейверского, Ижма-Печорского и др.), разделенных зонами протерозойской складчатости (Печоро-Колвинской, Мореюской и др.). Гетерогенный характер фундамента обусловил разл. стабильность его блока во время формирования осадочного чехла. С З. на В. выделяются Тиманский кряж (инверсионное поднятие на границе с Мезенской влд. Русской платформы), Ижма-Печорская влд., Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзвинская структурная (рифтогенная) зона и система краевых прогибов, перекрытых надвигами Уральской складчатой системы (герцинского возраста). Эти тектонич. элементы разделены системами протяженных разломов С.-сев.-зап. простирания.

В провинции выделяются (рис.): Восточно-Тиманский нефтегазоносный район и Ижма-Печорская НГО, Печоро-Колвинская НГО, Хорейверско-Мореюская НГО и Северо-Предуральская НГО. В пределах нефтегазоносных областей выделяются 11 нефтегазоносных районов: окраинно-плитные – Восточно-Тиманский, Варандей-Адзвинский, Коротаихинский, Косью-Роговский, Верхнепечорский, Большешельвинский; внутриплитные – Ижемский, Хорейверский, Малоземельско-Колгуевский, Нерицкий, Печоро-Колвинский, Омро-Лузский.

Осадочный чехол представлен терригенно-карбонатными образованиями фанерозоя. В нижнепермской толще развиты галогенные породы. В вост. части провинции установлено развитие ордовикских галогенных толщ. Мощность осадочного разреза увеличивается в вост. направлении: неск. сотен м (Тиман), 6–8 тыс. м (рифтогенные прогибы) и 10–12 тыс. м (Предуральский прогиб). Выделены 9 нефтегазоносных комплексов (НГК): ордовикский терригенный, ордовикско-силурийско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-нижнефранский терригенный, семилукско-турнейский карбонатный, ниже-средневизейский тер-



Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

ригенный, верхневизейско-нижнепермский карбонатный, нижнепермский терригенно-галогенный, верхнепермский и триасовый терригенные (табл.).

В пределах Восточно-Тиманского НГР *продуктивные горизонты* приурочены к породам рифея (м-ния Водный Промысел, Ярегское и др.).

Начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов превышают 17 млрд. т *условного топлива*, из к-рых на газ приходится 25%. В верхневизейско-нижнепермском НГК, перекрытом нижнепермским региональным флюидоупором, сосредоточено ок. 37% НСР. В ордовикско-нижнедевонском НГК и среднедевонско-нижнефранском НГК, залегающими под тимано-саргаевским региональным флюидоупором, сосредоточено в сумме почти 41% НСР. Наиболее богата ресурсами Печоро-Колвинская НГО (ок. 40% НСР углеводородов).

В пределах провинции открыто ок. 190 м-ний. На Ю. Ижма-Печорской влд.,

на Колвинском мегавалу (Хорейверская влд. и Варандей-Адзвинская зона) выявлены преим. нефтяные м-ния; в Верхнепечорской влд. Предуральского прогиба – в осн. газовые и газоконденсатные. Залежи углеводородов приурочены к *ловушкам* разл. типа: пластовым, массивным, нередко литологически, тектонически и стратиграфически экранированным.

Системагич. поисково-разведочные работы на нефть и газ начались в 1929. Первое м-ние легкой нефти (Чибыуское) открыто в 1930, тяжелой нефти (Ярегское) в 1932, на базе к-рого организована шахтная добыча нефти с закачкой в продуктивный пласт теплоносителя. Первое газовое м-ние (Седельское) открыто в 1935. На его базе в 1941 впервые в бив. СССР был организован *газовый промысел*.

Открытие самых значительных и уникальных м-ний относится к сер. 1960-х гг. в эти годы открыто уникальное *Вук-*

Таблица. Характеристика основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

НГК	Мощность, м	Экранирующие породы	Коллекторы	Пористость, %
Ордовикский	200–800	глинистые отложения	песчаники	9,2–21,9
Ордовикско-силурийско-нижнедевонский	200–4000	глинисто-карбонатные отложения	известняки, доломиты	5–10
Среднедевонско-нижнефранский	до 1800 и более	глинистые отложения	песчаники, алевролиты	10–25
Семилукско-турнейский	до 800	глинисто-карбонатные отложения	известняки, доломиты	до 20
Нижне-средне-визейский	50–300	карбонатно-глинистые отложения	песчаники, алевролиты	5–30
Верхневизейско-нижнепермский	до 900	терригенно-галогеенные отложения	известняки, доломиты	5–30
Нижнепермский	50–1000	глинисто-галогеенные отложения	песчаники	до 28
Верхнепермский	100–4000	глинисто-аргиллитовые отложения	песчаники	20
Триасовый	100–1000	глинистые отложения	песчаники	18–30

Вуктыльское месторождение. Поисково-разведочные работы в пределах акваториальной части провинции начаты в кон. 1970-х гг.: были открыты Поморское газоконденсатное (1985), Приразломное нефтяное (1988) м-ния и др.

Свободные газы преим. метановые (65–95%). В ряде залежей позднего палеозоя (Песчаноозерское и др.) содержание азота св. 20%. Попутные газы – углеводородно-азотного состава. Конденсаты имеют плотность 0,67–0,79 г/см³. Нефти преим. метанонафтеновые, парафинистые (до 23%); содержание серы от 0,1 до 3,0%. В карбонатных рифейских отложениях плотность нефтей изменяется от 0,8 до 0,98.

Добыча газа связана с началом разработки в 1968 Вуктыльского м-ния – базового для газопровода Вуктыль – Центр. Для газоснабжения г. Нарьян-Мар используется газ *Василковское месторождения*. Макс. уровни добычи газа 20 млрд. м³ и нефти 21 млн. т достигнуты соответственно в 1982 и 1983.

Осн. перспективы открытий м-ний связывают с высокоамплитудными структурами в акваториальном продолжении Печоро-Колвинской НГО и Варандей-Адзвинской НГО. В пределах континентальной части перспективны территории поднадвиговых зон поднятий Чернышева и зап. склона Урала, а также терр. Кортанхинской вид. и юго-зап. склона Пай-Хоя. (См. также *Северо-Предуральская нефтегазоносная область*.)

В. Н. Данилов, Ю. Б. Силантьев.

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПЛИТА – расположена в пределах 60–70° с. ш. Общая пл. ок. 320 тыс. км² в пределах континентальной части материка. Объем осадочного выполнения до 1,8 млн. км³. Структурно соответствует Печорской синеклизе, сев. впадинам Предуральского краевого прогиба и находится в пределах сев.-вост. окраины Русской плиты эпибайкальской *Восточно-Европейской платформы*.

Складчатое позднекембрийское основание бассейна выходит на поверхность только в сводах поднятий на Тимане и на Урале. В пределах Печорской синеклизы оно вскрыто скважинами на глуб. от 0,5 км (вост. склон Тиманского кряжа) до 5 км (на С. синеклизы). В зап. районах (Нерицкая моноклинал, Ижемская вид., Омра-Лузская седловина) верх. часть фундамента и доплитный комплекс сложены преим. рифейскими осадочными образованиями (разл. сланцы, аргиллиты, алевролиты, кварцитопесчаники, доломиты, известняки), в восточных – появляются вулканогенно-осадочные породы (эффузивы основного и кислого состава, туфы, разл. сланцы). Породы обычно метаморфизованы в условиях зеленосланцевой фации.

Тектоника Т.-П. п. обусловлена принадлежностью к Урало-Монгольскому складчатому поясу и промежуточным положением в эволюционном ряду от древних плит к молодым, что определяет складчато-платформенный тип осадочного бассейна.

Т.-П. п. имеет длительную и сложную историю формирования. В составе осадочного выполнения отчетливо выделяются вертикальные и горизонтальные формационные ряды, каждый из к-рых имеет свою пространств. локализацию и тектонич. приуроченность. Палеотектонически связанные ряды формаций образуют отд. структурно-формационные комплексы. Последние являются веществ. выражением палеобассейнов (суббассейнов) седиментации, формировавшихся в различных геодинамич. обстановках.

В основании платформенного чехла залегают ордовикские отложения (ср. мощность 3–7 км). В составе чехла уверенно прослеживаются 5 структурно-седиментационных комплексов пород. Полнота разрезов различна. Средне-позднекембрийский (среднеюрско-раннемеловой) и ранне-среднепалеозойский (ордовикско-ран-

недевонский) комплексы неполные, среднепалеозойско-раннемезозойский (среднедевонско-триасовый) – полный. Верхнемеловой (до 300 м) и четвертичный (0–250 м) комплексы имеют малые объемы осадочных пород, поэтому при прогнозах нефтегазоносности не учитываются. В выделенных комплексах седиментация прерывалась в процессе и после окончания осадконакопления.

Выделяются этапы развития рассматриваемого региона в системах активной и пассивной окраин Восточно-Европейской платформы с обособлением развития заключительного периода изостазии.

Начало формирования осадочного чехла на этапе пассивной окраины относится к раннему – среднему ордовику. После континентального посткембрийского перерыва происходило накопление терригенных, в значительной мере красноцветных отложений. Процессы седиментации происходили в условиях внутриплитной впадины (на З.) и в рифтовых и окраинно-рифтовых условиях.

В условиях пассивно-окраинного бассейна седиментации и в меньшей степени в условиях внутриконтинентального рифта (в центр. части) в течение среднего ордовика – раннего карбона происходило накопление преим. карбонатных формаций.

В среднедевонско-раннефранское время произошло усиление внутриплитного рифтогенеза, в активной форме выразившееся в пределах Печоро-Колвинского авлакогена. Происходило накопление двух формаций: грабеновой толщи песчаников и алевролитов толщиной до 1500 м (Печоро-Кожвинский мегавал) и сероцветной терригенной формации толщиной 100–400 м (на Ю.-З. и в центр. части бассейна).

Отложения верхнедевонского комплекса накапливались в условиях самой обширной трансгрессии, отличительной чертой к-рой является наличие в базальной части толщ трапповых покровов и эффузивов. Формирование отложений тимакско-турнейского комплекса завершает раннюю стадию герцинского тектогенеза и период развития плиты в системе пассивной окраины палеоуральского океана. Седиментация отложений этого комплекса совпадает с окончанием позднепалеозойской дивергенции – рифтогенного периода развития плиты.

Начало периода активной окраины связано со столкновением Восточно-Европейской платформы и *Западно-Сибирской плиты*. В это время происходило формирование угленосно-терригенной формации нижнего – среднего визе (ранний карбон), представленной песчаниками, алевролитами, аргиллитами и каменными углями, накопление к-рой привело к сглаживанию палеорельефа, сформирован. в конце турнейского века.

В серпуховско-позднекаменноугольную эпоху в условиях компенсированного прогибания происходила седиментация слоистых известняков и доломитов, литологически и стратиграфически хорошо выдержанных.

В пермско-триасовый период формируются терригенные формации, связанные с орогенезом Урала. Разрез орогенного комплекса начинается сероцветной ниж. молассой сакмаро-нижнеартинского возраста ниж. перми. Отложения формации толщиной до 1,5–2,0 км широко распространены во впадинах Предуральского прогиба с ее последовательным расширением на З. и смещением туда же зоны макс. толщины. В Верхнепечорской вид. с этой формацией связана терригенно-карбонатно-галогенная субформация толщиной 900 м, включающая сульфатные и соленосные отложения. В Косью-Роговской и Коротайхинской впадинах формировалась угленосная субформация. Завершается формационный ряд герцинского тектогенеза верх. черно-красноцветной молассовой формацией верхнепермско-триасового возраста толщиной до 4 км.

Триасовая, заключительная стадия периода развития активной окраины, характеризовалась накоплением моласс мощностью от 1 км (Верхнепечорская вид.) до 4 км (Коротайхинская вид.), чему предшествовало излияние базальтов (поднятие Чернышева и вал Сорокина).

Период стабильного развития плиты (в условиях изостазии) начинается с формирования сероцветной континентальной формации ср. юры, к-рая с размывом и угловым несогласием перекрывает отложения от триаса до верх. девона включительно.

В составе Т.-П. п. выделяются след. структуры 1-го порядка: Нерицкая моноклинал, Ижемская вид., Омра-Лузская седловина, Малоземельско-Колгуевская моноклинал, Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовский прогиб, Колвинский мегавал, Хорейверская вид. и Варандей-Адзвинская структурная зона. В Предуральском краевом прогибе выделяются Верхнепечорская, Большесынинская и Косью-Роговская впадины, к-рые разделяются Среднепечорским поперечным поднятием и поднятием Чернышева. Коротайхинская вид., входящая в состав Пайхойско-Предновоземельского прогиба, отделяется от Косью-Роговской вид. поднятием Чернова.

В пределах Т.-П. п. располагается крупнейший в Европ. части России Печорский каменноугольный басс. и одна из основных – *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*, в пределах к-рой выявлено ок. 190 м-ний нефти и газа.

Ю. Б. Силантьев.

ТОВАРНЫЙ ГАЗ, см. в ст. *Добыча природного газа*.

ТОЛЩИНА пласта, мощность пласта, – кратчайшее расстояние между двумя поверхностями пласта: верхней (кровлей) и нижней (подошвой). Это т. н. истинная T ($T_{\text{н}}$). В скважине обычно измеряется вертикальная мощность пласта ($T_{\text{в}}$), связанная с $T_{\text{н}}$ выражением: $T_{\text{в}} = T_{\text{н}} \cos \alpha$ (α – угол падения пласта). При геологич. съемке иногда не удается измерить истинную T , и измерения проводят в произвольном направлении

($T_{\text{н}}$). В этом случае $T_{\text{н}}$ находится по формуле:

$$T_{\text{н}} = T_{\text{в}} (\sin \alpha \cos \beta \cos \gamma \pm \cos \beta \sin \alpha),$$

где β – угол наклона линии измерения к горизонтальной плоскости; γ – угол между азимутами падения пласта и линией измерения. Знаки \pm берутся в том случае, если линии падения пласта и измерения направлены в разные стороны.

«ТОМСКТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Поставляет газ для пром. предприятий Центр. и Зап. Сибири. Адм. центр – г. Томск. С 1993 правопреемник производств. объединения «Томсктрансгаз», созданного в 1977.

Магистральные газопроводы Нижневартовск – ПарABELЬ – Кузбасс – Юрга – Новосибирск и Сургут – Омск – Новосибирск – Барнаул общей протяженностью 4,4 тыс. км обеспечивают природным газом Кемеровскую, Новосибирскую, Омскую, Томскую, Тюменскую области и Алтайский кр.

В сер. 1970-х гг. возникла необходимость в поставке попутного газа с нефтяных м-ний Зап. Сибири металлургич. и химич. комбинатам Кузбасса. Для этого в 1975 началось стр-во первого в Зап. Сибири магистрального газопровода Нижневартовск – ПарABELЬ – Кузбасс дл. 1162 км. С вводом в 1977 в эксплуатацию этого газопровода было образовано Томское производств. упр-ние по транспортировке газа – «Томсктрансгаз».

Тогда же было создано Юргинское линейное производств. упр-ние магистральных газопроводов (ЛПУМГ) – одно из первых в Кемеровской обл. Газ пришел на Новокемеровскую ТЭЦ, производств. объединение «Азот», Кузнецкий и Западно-Сибирский металлургич. комб-ты.

В 1978 были образованы Нижневартовское, Кемеровское, ПарABELЬское и Володинское линейные производств. упр-ния магистральных газопроводов и Александровское строительное упр-ние, вступили в строй две *газораспределительные станции*. Параллельно шло создание базы производственно-технич. обеспечения, транспортного и ремонтно-строительного упр-ний. Подразделения оснащались совр. видами радиорелейной и телефонной связи. Вновь созданные подразделения интенсивно строили газопроводы-отводы от осн. магистралей, газораспределительные и *компрессорные станции*.

Введенные мощности позволили к кон. 1979 подать потребителям 3,5 млрд. м³ газа. В «Т.» создавались собств. производств. базы, подсобные сельские хоз-ва, строились жилые дома и объекты соцкультбыта, совершенствовались средства связи.

В 1980 была введена в эксплуатацию компрессорная станция «ПарABELЬская», созданы Новосибирское и Александровское линейные производств. упр-ния, газ пришел к потребителям в Новосибирской обл.

В 1981–82 введены 8 газораспределительных и 5 компрессорных станций на

терр. Томской и Кемеровской областей. Поставки газа достигли 9,7 млрд. м³. В 1983–1986 были созданы Чажемтовское, Верникосское линейные производств. упр-ния и Томское строительное упр-ние. Протяженность газопроводов достигла 1900 км.

Развитие в сер. 1980-х гг. нефтегазового комплекса Зап. Сибири изменило баланс потребляемого попутного газа в пользу г. Нижневартовск и нек-рых других территорий. Для восполнения сложившегося дефицита и более надежного газоснабжения региона было принято решение о стр-ве еще одной магистрали. В 1986 было создано Омское ЛПУМГ. Для подачи природного газа с сев. м-ний Тюменской обл. в 1986–88 велось стр-во магистралей (диам. 1020 мм) Багандинская – Омск, в 1988–89 Омск – Новосибирск. В 1989 сев. и юж. магистрали были закольцованы. Было построено 12 газораспределительных станций. Потребителями газа стали нефтехимич. з-ды, заводы стройиндустрии, энергетич. предприятия и население.

В 1991 в Новосибирской обл. было образовано Барабинское ЛПУМГ, началось стр-во компрессорной станции «Кожурлинская», налаживание радиорелейной связи. Одновременно для подачи газа в Алтайский кр. началось проектирование и стр-во газопровода от г. Новосибирск до г. Барнаул, создано Алтайское ЛПУМГ. В 1996 на компрессорной станции вводятся 2 перекачивающих агрегата, в 1997 – еще 3. Возможности транспортировки газа по юго-зап. части магистрали увеличились на 30%. В 1996 закончилось стр-во второй резервной нитки через р. Обь. Построенная сеть газопроводов-отводов и газораспределительных станций положила начало *газификации* края.

На нач. 2003 общая протяженность газопроводов «Т.» в однопиточном исполнении составила ок. 4,4 тыс. км, длина коридоров св. 3,7 тыс. км. В зоне ответственности предприятия функционируют 8 компрессорных и 93 газораспределительные станции, задействовано св. 2 тыс. км линий электропередач, 540 станций катодной и дренажной защиты, 37 *подводных переходов* через реки, 7 *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций*. В составе предприятия 16 структурных подразделений. В регионе создана единая транспортная система, обеспечивающая технологич. газом шесть областей, входящих в Межрегиональную ассоциацию «Сибирское соглашение».

«Т.» – социально развитое предприятие. Большое внимание уделяется соц. и бытовым вопросам, ведется стр-во жилья, имеются спортивные и оздоровительные комплексы и др.

Перспективы компании – газификация городов, поселков и сел, перевод автомот. транспорта на *газомоторное топливо*, что позволяет развивать сеть сервисного обслуживания и автомот. газонаполнительных станций.

Являясь форпостом «Газпрома» на вост. рубеже, «Т.» делает акцент на развитие газотранспортной системы в Китае, страны Юго-Восточной Азии и Тихоокеанско-

го региона. Ведется стр-во газопровода Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск. Одним из перспективных направлений развития предприятия является перевод автотранспорта на газомоторное топливо.

В. А. Маркелов.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН – взрывные работы, производящиеся в скважинах при помощи торпед. Применяется для освобождения прихваченных бурильных и обсадных труб *интенсификации притока* нефти и газа к скважинам, разрушения и отбрасывания с забоя бурящихся скважин металл. предметов, к-рые не удастся извлечь, разрушения плотных песчаных пробок, чистки фильтров, образования каверн при забурировании нового ствола скважины и др. В зависимости от назначения Т. с. осуществляют торпедами разл. формы: сосредоточенными, удлиненными, кумулятивными. Сферич. или конусообразная выемка в корпусе кумулятивной торпеды концентрирует взрывную волну в заданном направлении. Выпускаются кумулятивные торпеды осевого и бокового действия. По способу изоляции взрывчатого вещества (ВВ) различают торпеды герметичные, заряд ВВ к-рых защищен от внеш. среды прочной, выдерживающей высокие темп-ры и давления металл. оболочкой, и негерметичные, заряд к-рых сделан в виде детонирующего шнура с изоляционной оплеткой или защищен тонкой металл. оболочкой, не выдерживающей высоких давлений и темп-р. Созданы торпеды одноразового и многократного использования. Величина заряда торпеды определяется диаметром скважины, назначением взрыва, свойствами ВВ, крепостью пород и может достигать неск. десятков кг. В качестве ВВ используют нитропроизводные ароматич. ряда, нитроглицериновые и аммиачно-селитренные смеси (гремучую смесь, азид свинца).

При ликвидации аварий в скважине Т. с. применяют для отвинчивания ослабленного взрывом резьбового соединения в прихваченной колонне или для обрыва прихваченных труб. Торпеду устанавливают против резьбового соединения выше места прихвата. При помощи талевой системы производят натяжку колонны труб и закручивают ее ротором в направлении отвинчивания резьбовых соединений. Затем по кабелю пропускают электр. ток, к-рый нагревает проволоку сопротивления электродетонатора, установленного в головке торпеды. Взрывной импульс передается заряду ВВ. После Т. с. восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и делают попытку поднять колонну труб при помощи талевой системы. Если колонна не освобождается, проводят повторные Т. с. Обрыв колонны труб Т. с. осуществляют в тех случаях, когда попытки освободить инструмент путем создания нефтяных, водяных ванн или расхаживания колонны и вращения ее ротором оказываются безрезультатными. При Т. с. для ликвидации аварий в условиях *пластовых давлений* (до 50 МПа) и темп-р (до 100 °С) исполь-

зуют негерметичные торпеды с детонирующим шнуром много- и одноразового использования (малый диаметр последних позволяет спускать их в скважину через *ловильный инструмент*), а также фугасные негерметичные шашечные торпеды с массой ВВ 1–5 кг. В условиях высоких пластовых давлений (50–100 МПа) и темп-р (120–150 °С) применяют герметичные фугасные торпеды. Для разрушения металл. предметов на забое используют кумулятивные торпеды.

Т. с. производят в обсаженных скважинах и в скважинах с открытым забоем. Для предохранения обсадных труб от разрушения над торпедой устанавливают забойку (пробку) – жидкую (нефть, вода, глинистый раствор) или твердую (песок, глина, цементный мост).

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5. М., 1984–91.

ТОЧКА РОСЫ природного газа, температура точки росы, – темп-ра (при фиксированном давлении), при к-рой из газа начинает выделяться конденсированная (жидкая или твердая) фаза. Т. о., Т. р. газа – это минимально возможная темп-ра, когда природная углеводородная система находится в однофазном газообразном состоянии, а при дальнейшем снижении темп-ры из газа выделяется первая капля (или кристаллик) конденсированной фазы.

Применительно к природному газу практич. интерес представляют Т. р. по углеводородам (углеводородному конденсату) и Т. р. по водной (неуглеводородной) фазе. Т. р. газа определяется приборами конденсационного типа. В газовой пром-сти наибольшее распространение получили приборы «КОНГ Прима-2» (измеряется Т. р. по влаге) и «КОНГ Прима-4» (по влаге и по тяжелым углеводородам).

Следует отметить, что Т. р. по тяжелым углеводородам при их незначительном кол-ве в газовой фазе (напр., для природных газов сеноманских залежей Зап. Сибири) не всегда является величиной, четко определяемой приборами конденсационного типа из-за возможности конденсации «хвоста» тяжелых углеводородов за пределами порога чувствительности прибора. Поэтому в зависимости от кол-ва углеводородного конденсата в газе газоконденсатных залежей должны меняться соответствующие настройки прибора (скорости охлаждения – нагревания, порог срабатывания и пр.).

При отсутствии технологич. примесей в природном газе, прошедшем технологическую (промысловую или заводскую) обработку (*метанола, гликолей, аминов* и пр.), целесообразно рассматривать следующие Т. р. по водной фазе: по влаге (по жидкой воде) – при этом следует отметить, что под Т. р. по влаге ниже 0 °С понимается темп-ра начала конденсации из газовой фазы метастабильной фазы – переохлажденной жидкой воды; по льду (инее), или Т. р. «газа по льду», – темп-ра начала конденсации из газа твердой фазы (гексагонального льда I_h); гидрата (газогидратные точки), или «точки

росы газа по *газовым гидратам*», т. е. темп-ры начала конденсации из газа твердого газового гидрата кубической структуры I или II (в зависимости от состава газовой фазы образуется газовый гидрат той или иной структуры).

Для природного газа заданного состава и *влажностермодинамически* стабильной является только одна Т. р. газа по водной фазе (для осушенного газа чаще такой точкой является темп-ра точки росы по газовому гидрату), а остальные точки могут рассматриваться как метастабильные. Необходимость рассмотрения сразу четырех Т. р. по водной фазе связана с особенностями влагомеров конденсационного типа. До темп-ры примерно –35 °С эти приборы измеряют Т. р. по метастабильной (переохлажденной) жидкой воде, поскольку на зеркало конденсационного прибора при его постепенном охлаждении, в первую очередь, выпадает неупорядоченная фаза – переохлажденная вода (кинетика конденсации контролируется энтропийным фактором). В то же время для темп-ры от –35 до –40 °С время жизни переохлажденной воды становится настолько малым, что приборы конденсационного типа начинают фиксировать Т. р. по твердой фазе (льду или гидратам) в зависимости от конструктивных особенностей прибора.

Т. р. газа по переохлажденной воде и по гидратам могут различаться между собой до 4–5 °С. Результаты расчетов взаимосвязей Т. р. газа представлены в табл. 1 и 2. Из приведенных данных вид-

Таблица 1. Взаимосвязь между точками росы (в К) по водной фазе для метана при давлении 5,0 МПа

по переохлажденной воде	Температура точки росы		
	инее (льда)	газового гидрата	
		кубич. структуры I	кубич. структуры II (метастабильного)
268,15	268,7	270,1	269,8
263,15	264,2	265,8	265,5
258,15	259,7	261,5	261,2
253,15	255,1	257,1	256,9
248,15	250,5	252,7	252,4
243,15	245,8	248,2	248,0

Таблица 2. Взаимосвязь между точками росы (в К) по водной фазе для метана при давлении 7,5 МПа

по переохлажденной воде	Температура точки росы		
	инее (льда)	газового гидрата	
		кубич. структуры I	кубич. структуры II (метастабильного)
268,15	268,6	270,8	270,4
263,15	264,2	266,5	266,2
258,15	259,7	262,2	261,9
253,15	255,1	257,8	257,5
248,15	250,5	253,4	253,1
243,15	245,9	248,9	248,7

но, что Т. р. по гидратам разл. структур весьма близки между собой, поэтому можно говорить о Т. р. газа по газовым гидратам, не конкретизируя структуры гидрата.

Т. р. по углеводородам и по влаге регламентируются ОСТАми и ГОСТами для природных газов, поступающих в магистральные газотранспортные системы. При этом Т. р. приводятся к стандартному давлению (обычно 4,0 МПа). Регламентируются также показатели качества товарного газа, поставляемого по контрактам (в т. ч. и Т. р. газа).

Ситуация с Т. р. газа по водной фазе при наличии в нем технологич. примесей оказывается более сложной. Здесь под конденсирующейся влагой (жидкой водной фазой) следует понимать водные растворы метанола и гликоля.

При наличии в газе метанола (летучая технологич. примесь) Т. р. по влаге «переходит» в Т. р. по водометанольному раствору, поскольку происходит совместная конденсация паров воды и метанола из газовой фазы. Влагомеры конденсационного типа фиксируют в этом случае именно Т. р. по водометанольному раствору. Если имеются сведения о метанолосодержании газовой фазы (полученные, напр., хроматографич. методом), то зафиксированная прибором конденсационного типа Т. р. газа по водометанольному раствору формально может быть пересчитана на Т. р. газа по влаге, отвечающую гипотетич. ситуации, если бы конденсации паров метанола из газовой фазы не происходило. Следует отметить, что такая гипотетическая Т. р. по влаге не имеет физич. смысла, хотя и может быть введена как чисто расчетная величина.

При наличии в газе гликоля (малолетучая технологич. примесь) и при учете растворимости гликоля в природном газе термодинамически строго темп-ра точки росы газа по водной фазе (водогликолевому раствору) должна быть равна или близка к темп-ре контакта «газ – гликоль» в абсорбере. Однако из-за малой растворимости гликоля в природном газе приборы конденсационного типа фиксируют не термодинамически строгую Т. р. по водной фазе, а начало процесса интенсивной конденсации. Как показывают расчеты, точка начала интенсивной конденсации водной фазы до десятых долей градуса совпадает с «гипотетической» Т. р. газа по влаге, отвечающей ситуации, если бы гликоль вообще не растворялся в газовой фазе. Поэтому в данном случае (в отличие от ситуации с конденсацией паров метанола) «гипотетическая» Т. р. по влаге приобретает физич. смысл, поскольку оказывается непосредственно измеряемой величиной.

Осуществляются разработки (2003) методики одновременного определения Т. р. газа по жидкой водной фазе (воде, переслаженной воде, водному раствору метанола) и по твердой водной фазе (льду или гидратам). Предложены новые методики измерения Т. р. газа по газовому гидрату с использованием влагомеров типа «Харьков» (ВНИИГаз) и анализатора

Т. р. газа «КОНГ Прима-4» (научно-производств. фирма «Вымпел»).

Лит.: Истомин В. А., Проблема обеспечения показателей качества природного газа и равновесия углеводородных систем с водными фазами, М., 1999; Истомин В. А., Термодинамика природного газа, М., 1999.

В. А. Истомин.

ТОЩИЙ ГАЗ, см. *Сухой газ*.

ТРАНСПОРТ ГАЗА – доставка подготовленного к дальнейшему транспорту газа от скважины до пунктов переработки и потребления.

Т. г. от скважины до *газового промысла* ведут с помощью *газосборной сети* – системы внутрипромысловых газопроводов по сбору и Т. г. за счет пластовой энергии. Газ от скважины поступает на газосборные пункты и далее на головные сооружения *магистрального газопровода*. Для транспортирования обработанного на промысле газа в период, когда его давление снижается, приближаясь к давлению в магистральном газопроводе, на головных сооружениях вводится в эксплуатацию *дожимная компрессорная станция*.

Т. г. от мест добычи, хранения (*подземное хранилище газа*) или пром. переработки (*газоперерабатывающий завод*) в районы поставки осуществляется по магистральным газопроводам.

Газотранспортная система является связующим звеном между м-нием и потребителем и включает магистральные газопроводы, *перемычки*, отводы, *компрессорные станции* (КС). Значительная удаленность источников природного газа от районов потребления вызывает необходимость строительства крупных газотранспортных систем. Газотранспортные системы являются составной частью *Единой системы газоснабжения* (ЕСГ) России.

Газотранспортная сеть России – одна из крупнейших в мире: 2-е место (после США) по протяженности, а по мощности газопотоков и энерговооруженности значительно превосходит газопроводы всех промышленно-развитых стран. Газотранспортная сеть России насчитывает св. 260 компрессорных станций общей мощностью ок. 44 млн. кВт (табл.). Для целей регулирования неравномерности *газопотребления* и обеспечения надежности газоснабжения в ЕСГ функционирует 23 подземных хранилища газа общим объемом св. 100 млрд м³.



Строительство магистрального газопровода.

газопотребления и обеспечения надежности газоснабжения в ЕСГ функционирует 23 подземных хранилища газа общим объемом св. 100 млрд м³.

Первый магистральный газопровод Саратов – Москва построен в 1946 от м-ний Саратовской обл. Однако осн. добыча газа в этот период осуществлялась в зап. части быв. СССР – на Украине, где создавались небольшие газотранспортные системы, осуществляющие поставки газа от незначительных по размерам источников на местный газовый рынок.

Открытие и освоение крупных газовых и газоконденсатных м-ний в Зап. Сибири потребовали разработки и внедрения новых технич. решений, направленных на концентрацию мощностей и на существ. сокращение удельных металло- и капитальных затрат на сооружение и эксплуатацию магистральных газопроводов.

При проектировании и сооружении газопровода Ставрополь – Москва впервые в отечеств. практике газопроводов были увеличены диам. с 325–520 мм до 720–1020 мм, а единичные мощности *газоперекачивающих агрегатов* (ГПА) с 0,7–1,0 до 4–5 МВт. На компрессорных станциях взамен газомоторных стали применяться компрессоры с газотурбинным и электрич. приводами с *центростремительными*

Таблица. Динамика роста числа компрессорных станций в газотранспортной системе с 1960 по 2003

Показатель	СССР						Россия		
	1960	1965	1970	1975	1980	1989	1999	2000	2003
Кол-во КС	21	81	130	209	303	386	253	262	264
Суммарная мощность ГПА, млн. кВт	0,27	2,1	3,9	8,5	17,6	45,4	40,3	42,59	43,8
Ср. единичная мощность ГПА, тыс. кВт	1,6	2,8	2,9	3,8	5,3	8	10,1	10,65	10,6
Ср. кид газотурбинных ГПА, %	16	20	24	24,9	25,6	26,6	27,5	28,4	28,5
Доля привода, %:									
газотурбинный	33	45	57	7	77,3	83	86,4	85,21	85,2
электрический	37	33	30	19,4	17	14,8	12,9	14,2	14,2
газомоторный	30	22	13	9,6	5,7	2,2	0,7	0,6	0,6

компрессорами. Впервые в бив. СССР была обоснована и реализована прокладка газопроводов в зоне промерзания грунтов.

Развитие Т. г. в стране в целом можно разделить на 3 периода.

1960–68 – период сооружения магистральных газопроводов преим. из труб диам. 1020 мм, рассчитанных на рабочее давление 5,5 МПа. Это привело к увеличению почти в 2 раза их производительности, темпам прироста добычи газа: 9,9 млрд. м³ в 1960, 19,1 млрд. м³ в 1965. Несмотря на увеличение темпов и масштабов ввода мощностей газопроводов (4,26 тыс. км в 1960–65 и 5,04 тыс. км в год в 1966–70), темпы роста добычи газа в 1968 снизились до 11,7 млрд. м³. Увеличение дальности Т. г. не компенсировалось увеличением темпов стр-ва газопроводов.

1968–72 – период сооружения магистральных газопроводов из труб диам. 1220 мм на рабочее давление 5,5 МПа. До 1970 увеличение единичной производительности газопроводов в 1,4–1,5 раза (по сравнению с газопроводами диам. 1020 мм) компенсировалось увеличением дальности Т. г. и обеспечивало увеличение темпов добычи газа: 11,7 млрд. м³ в 1968, 16,8 млрд. м³ в 1970. Тем не менее среднегодовые объемы роста добычи газа оказались ниже уровня прироста добычи в 1960–65. В 1971–72 даже увеличение темпов стр-ва газопроводов не позволяло поддерживать эти уровни прироста добычи газа: прирост добычи газа в 1972 снизился до 9 млрд. м³.

Для решения проблемы дальнего Т. г. в 1967–68 были выдвинуты разл. предложения: в сжиженном виде, охлажденным до темп-ры –80 °С, под давлением 10 МПа и др. Также было высказано предложение транспортировать газ по газопроводам диам. 1420 мм с рабочим давлением 7,5 МПа, при этом предусматривалось повышение предела прочности металла труб с 52 до 60 кг/мм².

Это позволяло увеличить производительность газопроводов в 2,2 раза (до 32 млрд. м³ в год вместо 14 млрд. м³ в газопроводах диам. 1220 мм). Увеличение диаметра и предела прочности металла труб позволяло существенно снизить уд. металлотраты, а также капитальные и эксплуатационные затраты.

В 1969 было принято решение «Об увеличении пропускной способности магистральных газопроводов за счет повышения рабочего давления», в к-ром были предусмотрены первоочередные мероприятия по организации произ-ва труб и оборудования и стр-ву магистральных газопроводов диам. 1420 мм на рабочее давление 7,5 МПа.

С 1973 (3-й период) преим. сооружались магистральные газопроводы из труб диам. 1420 мм на рабочее давление 7,5 МПа с охлаждением транспортируемого газа. Переход на использование полнонапорных газоперекачивающих агрегатов позволил упростить технологич. схему компрессорных станций, уменьшить кол-во необходимой запорной ар-

матуры, снизить капитальные затраты на сооружение таких станций, повысить надежность их работы и газопровода в целом. С т. зр. ресурсосбережения преимуществом полнонапорного сжатия является возможность сокращения установленной рабочей и резервной мощности перекачивающих агрегатов и экономии топливно-энергетич. ресурсов, расходовемых на компримирование.

В этот период было высказано предложение об увеличении св. 1,4 раз производительности действующих газопроводов за счет удвоения числа компрессорных станций и реализовать его на газопроводе Ср. Азия – Центр (IV очередь). Расчеты ВНИИгаза показали, что при таком увеличении производительности энергозатраты возрастут почти в 3 раза, поэтому данное предложение было отклонено.

Бив. АН УССР было предложено сооружать магистральные газопроводы из сварных многослойных труб. Экспериментально (район Казымской КС в Зап. Сибири) было показано, что многослойные трубы плохо работают при динамич. нагрузках: при заполнении и опорожнении таких труб происходит разгерметизация сварных соединений и разрушение труб. Поэтому от применения таких труб при сооружении магистральных газопроводов отказались.

В совр. условиях технология Т. г. по газопроводам диам. 1420 мм при давлении 7,5 МПа, принятая с сер. 1970-х гг., стала базовой. Годовой прирост добычи газа возрос с 9 млрд. м³ в 1972 до 34,4 млрд. м³ в 1979. Ср. прирост добычи газа возрос с 18,28 млрд. м³ в 1970–75 до 29,18 млрд. м³ в 1975–80 (св. 1,6 раза), а в 1980 он был доведен до 40 млрд. м³.

Реализация долговрем. программы поэтапного увеличения диаметров и рабочих давлений магистральных газопроводов сыграла решающую роль в быстром наращивании добычи газа в стране и, несмотря на непрерывный рост ср. дальности газопередачи, а также увеличение затрат на сооружение и эксплуатацию газотранспортных систем в сложных природно-климатич. условиях, в конечном счете, обеспечила газовой пром-сти России опережающие темпы развития среди др. отраслей топливно-энергетич. комплекса. С 2000 по 2003 включительно прирост добычи газа на предприятиях ОАО «Газпром» составил 28,2 млрд. м³.

Лит.: Галиуллин З. Т., Леонтьев Е. В., Интенсификация магистрального транспорта газа, М., 1991.

З. Т. Галиуллин.

ТРАССА (от франц. trace – след) рас-пределительного газопровода – линия, разбитая на местности или нанесенная на карту, определяющая положение оси газопровода.

Выбор Т. проводят на стадии разработки проекта газопровода в результате рекогносцировочных изысканий, уточняющих в натуре варианты Т., намеченные по картам. Проект Т. выполняется обычно в масштабе 1:500 или 1:1000 и 1:2000. Проект должен позволить уста-

новить как можно точнее места сооружений, определить особые точки, встречающиеся на Т., с объяснением решений, применяемых для каждой из них, и т. п.

На выбор расположения Т. газопровода на местности влияют след. условия: расстояние до потребителей газа; направление и ширина проездов; вид дорожного покрытия; наличие вдоль Т. различных сооружений и препятствий; рельеф местности; планировка кварталов. Т. газопроводов выбирают преим. из условия минимизации затрат на их стр-во.

При выборе Т. газопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы кол-во различных препятствий на ней (рек, водоемов, оврагов, шоссе и ж.-д. путей и т. д.) было минимальным. Выбор Т. является одной из наиболее сложных и ответственных процедур проектирования. Для выбора оптимальной Т. разработаны математич. модели, учитывающие экономич. и технологич. факторы.

Порядок получения разрешения на отвод земли под Т. газопроводов и объектов распределения газа определяется нормативными документами Федерального агентства «Росстрой». Подготовка материалов и документов по выбору (отводу) и предварительному согласованию земельного участка для стр-ва выполняется по поручению местной администрации территориальными органами архитектуры и градостроительства, а в соответствующих случаях – при участии комитетов по земельным ресурсам и землеустройству, руководствуясь положениями Земельного кодекса РФ, градостроительной документацией, а также нормативными актами местной администрации. По результатам предварительного согласования выделения земельного участка для стр-ва оформляется в установленном порядке акт выбора площадки (Т.), а в необходимых условиях и охранной зоны газопровода – территории вдоль Т. с особыми условиями использования. И. В. Тверской.

ТРЕХМЕРНАЯ СЕЙСМОРАЗВЭДКА, см. в ст. *Сейсмическая разведка*.

ТРУБНАЯ ГОЛОВКА, см. в ст. *Устьевое оборудование*.

ТРУБОПРОВОД – сооружение для транспортировки жидких, газообразных и многофазных сред под действием разности давлений в разл. сечениях. Состоит из труб, арматуры, оборудования *электрорхимической защиты, компенсаторов* и др. деталей.

Различают магистральные, распределительные и технологические Т.

Магистральные Т. включают (кроме собственно Т.) компрессорные и перекачивающие станции, *запорную арматуру*, системы электрохимич. защиты, системы связи и телеуправления и т. д.

В зависимости от рабочего давления *магистральные газопроводы* разделяются на 2 класса: I – св. 2,5 до 10,0 МПа включительно; II – св. 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от

диаметра (мм) разделяются на 4 класса: I – 1000–1200; II – 500–1000; III – 300–500; IV – 300 и менее.

К распределительным Т. относятся *газораспределительные сети* городских систем газоснабжения, промышленные Т. газовых, газоконденсатных и нефтяных м-ний. Распределительные Т. имеют разветвленную (типа «дерева») или кольцевую структуры.

Технологические Т. связывают технологич. процессы внутри пром. предприятия. Бывают вакуумными (ниже 0,1 МПа), низкого (от 0,1 до 1,5 МПа), среднего (от 1,6 до 10 МПа) и высокого (св. 10 МПа) давлений. На предприятиях по переработке нефти и газа суммарная длина технологич. Т. достигает десятков и даже сотен км.

Осн. составной элемент Т. – труба того или иного типа и размера, выполненная из углеродистых или легированных сталей, чугуна, пластмасс и т. д. Соединение труб может быть разъемным (фланцевые и резьбовые) или неразъемным (сварные, паяные и клеевые).

Сварные соединения обеспечивают герметичность, отличаются надежностью в эксплуатации и экономичностью в сравнении с др. видами соединений. К фасонным деталям (частям) Т. относятся отводы для изменения направления Т., переходы для изменения диаметров Т., тройники для ответвлений Т., заглушки Т. и т. д. Арматура для Т. подразделяется по назначению на запорную, регулируемую, распределительно-смесительную, предохранительную, обратную и фазораспределительную. Выбор арматуры для Т. проводят в зависимости от рабочих параметров (давления, темп-ры, диаметра Т., условия установки и т. д.) и агрессивности перекачиваемой среды.

Компенсация Т. производится за счет поворотов, спусков и подъемов трубопроводов (самокомпенсация) или установкой спец. П- и лирообразных сальниковых, линзовых компенсирующих устройств. Опоры для Т. применяются свободные (скользящие), направляющие (фиксирующие) и неподвижные.

Транспортируемые продукты по степени агрессивности разделяют на неагрессивные, малоагрессивные (*скорость коррозии* не превышает 0,1 мм в год), среднеагрессивные (0,1–0,5 мм в год). Т. для агрессивных сред сооружают из труб с повышенной толщиной стенки, применяют Т. из высоколегированных сталей или биметаллич. Т., футерованные коррозионно-стойкими материалами, пластмассовые и т. д.

Т. прокладывают над землей, по земной поверхности, с заглублением в землю и под водой. Выбор прокладки Т. проводится на основании технико-экономич. расчетов, на к-рые влияют рельеф местности, особенности геологич. строения и гидрогеологич. условия, климатич. особенности, искусств. и естеств. препятствия, физико-химич. свойства перекачиваемых сред, удобство обслуживания.

От воздействия внеш. среды Т. защищают *антикоррозионными покрытиями*

(лакокрасочными, битумными, эмалевыми, на основе эпоксидных смол, в виде полиэтиленовых покрытий); для перекачки горячих и низкотемпературных сред Т. оборудуются тепловой изоляцией. Подземные Т. для уменьшения почвенной коррозии и влияния *блуждающих токов* оснащают средствами электрохимической защиты (*протекторной защиты, катодной защиты и дренажной защиты*).

При проектировании Т. обеспечивают их высокую эффективность, надежность при миним. затратах, унификация узлов и деталей, высокая маневренность, уменьшение тепловых потерь в неизотермических Т., снижение шумовых эффектов, оптимальная трассировка Т.

Унификация и стандартизация Т. и сопряженного с ним оборудования осуществляется на основе введения понятий *условного диаметра* и *условного давления*, определяющих соответствие элементов Т. требованиям надежной эксплуатации при рабочих параметрах транспортируемой среды.

Расчет прочности Т. является многоэтапным и подразделяется на расчеты на прочность Т. в целом с учетом всего комплекса нагрузок, возникающих при эксплуатации Т., расчеты на устойчивость и деформацию, спец. расчеты прочности Т., расчеты на прочность отд. деталей (элементов) Т. – колен, отводов, тройников, кранов и т. д. Расчеты проводятся по методу предельных состояний, к-рый правильно учитывает работу Т. и позволяет проектировать их без излишних запасов прочности. Для расчета Т., работающих при высоких темп-рах, вызывающих интенсивную ползучесть, предел текучести должен заменяться пределом длительной прочности.

Монтаж Т. – комплекс технологич. операций по сборке, укладке и, при необходимости, закреплению Т. на опорах, обработке и подготовке внутр. и наружных поверхностей, гидравлич. или пневматич. испытаний. В связи с конструктивными особенностями степень сборности технологич. Т. ниже, чем оборудования. При стр-ве наземных сооружений нефтегазовых объектов доля сборочно-сварочных работ по изготовлению и монтажу технологич. Т. достигает 30–50% от всего комплекса строительно-монтажных работ.

Перед пуском в эксплуатацию Т. после монтажа, ремонта, консервации или простоя более одного года подвергаются испытанию (гидравлич. или пневматич.) на прочность и плотность. Испытание проводится после полной сборки Т. и монтажа всех врезок, штуцеров, бобышек, арматуры, дренажных устройств, спускных и воздушных линий.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ТРУБОУКЛАДЧНОЕ СУДНО – специализиров. плавучее сооружение для укладки подводных трубопроводов. Широко используется при освоении морских нефтегазовых м-ний для укладки трубопроводов диаметром до 1420 мм на гллуб.

до 2500 м (газопровод Россия – Турция). Первые Т.с. появились в 40–50-х гг. 20 в.

Подводные трубопроводы на Т.с. могут сооружаться последовательным наращиванием сваркой секций труб, находящихся на палубе (рис.) или барабанным способом, при к-ром изготовленный на берегу трубопровод предварительно наматывается на барабаны. Наматка на барабан возможна до 90 км труб диаметром от 100 до 400 мм. При укладке трубопровода на дно барабан непрерывно вращается, трубы укладываются на глубину до 300 м со скоростью до 4 км/ч. При спуске подготовленного на палубе трубопровода спец. устройство (стрингер) поддерживает его для предотвращения больших изгибов при выходе с Т.с. Управление работой всех механизмов Т.с. и сварочной аппаратуры осуществляется с помощью ЭВМ (учитывается глубина моря, скорость волн и ветра, обеспечивается устойчивость Т.с.).

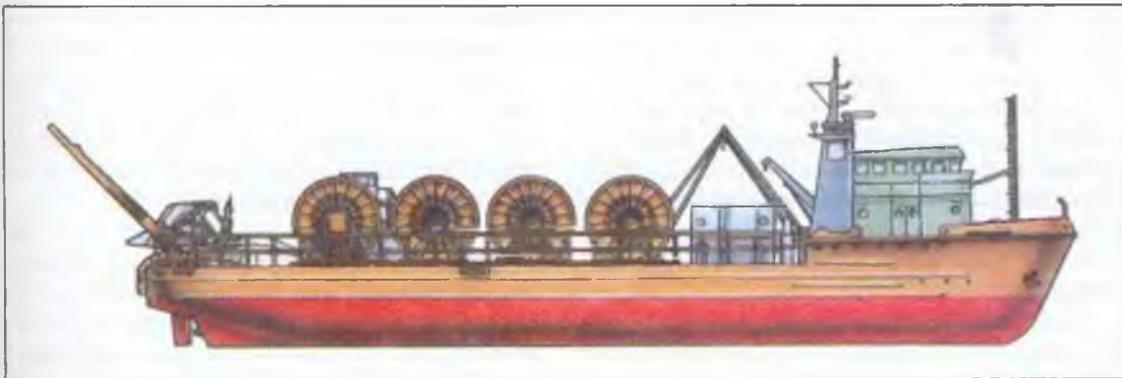
Различают несамоходные и самоходные Т.с. Несамоходное Т.с. за сутки укладывает под водой более 1200 м сваренных труб диам. 200–800 мм. Продвижение вперед Т.с. осуществляется с помощью лебедок и якорных тросов.

Самоходное Т.с. укладывает стальные трубы со скоростью до 2,5 км/сут. Автономность плавания Т.с. зависит от запаса (20 тыс. т и более) труб, взятых на борт. На большинстве Т.с. склад труб занимает до 70% верх. палубы. При спокойной погоде запаса труб хватает на 5–10 сут. Эксплуатация Т.с. зависит от погодных условий: Т.с. с обычным корпусом обеспечивает укладку трубопровода при волнении до 3–4 и ветре до 6–7 баллов, с корпусами типа катамаран или со стабилизирующими колоннами – при волнении до 5–6 и ветре до 7–9 баллов.

Осн. перспектива развития Т.с. – замена стальных труб металлопластовыми, состоящими из 5 слоев (из 3 концентрических пластмассовых труб, стального плетеного каркаса между внутренней и средней трубами, стальной проволоочной брони – между средней и наружной). Использование металлопластовых труб позволяет вести прокладку до 4 параллельных трубопроводов с одного судна; благодаря хорошей гибкости труб подводные трассы могут огибать препятствия на дне, проходить криволинейные участки.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ТРУБОУКЛАДЧИК – самоходная грузоподъемная машина для прокладки трубопроводов. Служит для подъема и укладки труб и плетей из труб в траншеи, а также для выполнения грузоподъемных и монтажных работ при сварке, очистке, изоляции трубопровода, перегрузке труб и др. Грузоподъемность Т. до 50 т, скорость передвижения до 11 км/ч, вылет стрелы до 7,5 м. Т. состоит из базовой машины (серийный трактор или спец. гусеничная база) и навесного оборудования.



Трубоукладочное судно для сооружения трубопровода последовательным наращиванием сваркой секций труб.

Осн. требования к Т. определяются технологией выполнения изоляционно-укладочных работ при сооружении трубопровода, т.е. обеспечением необходимой грузоподъемности на технологически обеспеченном вылете стрелы (крюка). Осн. технич. показатель Т. – макс. грузоподъемность, определяемая диаметром укладываемого трубопровода, высотой его подъема, расстановкой машин для произ-ва изоляционно-укладочных работ и др.

Лит.: Минаев В. И., Машины для строительства магистральных трубопроводов, 2 изд., М., 1985.

ТУРБИННО-ВИНТОВОЙ ДВИГАТЕЛЬ – забойный двигатель вращательного типа, в к-ром последовательно соединены турбинные и винтовая двигательные секции.

Впервые схема турбинно-винтового агрегата была предложена в 1970 (М. Г. Гусман, Д. Ф. Балденко, А. М. Кочнев, С. С. Никомаров и др.). Т.-в. д. органично сочетает высокую стойкость, свойственную *турбобурам*, и высокий уровень отношения крутящего момента к частоте вращения (M/n) при незначительном падении частоты вращения при загрузке двигателя, характерной для *винтового забойного двигателя*.

Т.-в. д. – универсальный забойный двигатель, содержащий три основных узла: одну (при необходимости две или три) турбинную секцию и винтовые рабочие органы и шпиндель.

Т.-в. д. выпускают с наружными диам. 172, 195 и 240 мм, конструктивно могут быть выполнены в двух вариантах: винтовая пара монтируется над турбинной секцией или между турбинной и шпиндельной секциями.

В первом варианте упрощается конструкция двигателя, т.к. требуется лишь один узел соединения планетарного ротора с выходным валом; инерционные силы, возникающие в винтовой паре, прак-

тически не воспринимаются выходным валом.

Второй вариант менее предпочтителен: он требует двух узлов соединения ротора; усложняется регулировка турбинной секции.

Агрегатирование вышеуказанных узлов возможно как в условиях цеха по ремонту забойных двигателей, так и бурящейся скважины, благодаря чему бурение верх. интервалов скважины может осуществляться при относительно высокой частоте вращения долота 300–400 об/мин (без использования винтовой пары), а ниж. интервалов – при сравнительно низкой частоте вращения 100–150 об/мин (с применением винтовой пары).

Несмотря на большую металлоемкость и сложность конструкции, Т.-в. д. в ряде случаев успешно конкурирует с винтовыми забойными двигателями.

Лит.: Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н., Винтовые забойные двигатели, М., 1999. Д. Ф. Балденко.

ТУРБИННО-РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ – вращательное бурение, при к-ром разрушение породы в верх. части скважины осуществляется *расширителем*, вращающимся от ротора, а в нижней – *турбобуром*. При Т.-р. б. забой 2-ступенчатый – кольцевой в верхней и сплошной в ниж. части скважины. За счет распределения суммарной энергии между долотом турбобура и спец. компоновки низа *бурильной колонны* турбобур оказывается менее нагруженным, и частота вращения долота увеличивается, а осевая нагрузка на долото снижается. Это позволяет более точно выдерживать направление вертикальных скважин (особенно большого диаметра), чем при использовании только роторного или турбинного бурения. Поэтому Т.-р. б. применяется гл. обр. при проходке нефтяных и газовых скважин большого диаметра в сложных геологич. условиях (наклонно залегающие по-

роды, перемежающиеся по твердости), особенно в тех районах, где борьба с кривизной скважин представляет большие трудности.

К. И. Джафаров.

ТУРБОБУР – забойный двигатель динамич. типа, рабочим органом к-рого является многоступенчатая гидравлич. турбина, приводимая во вращение потоком промывочной жидкости от бурового насоса (рис.).

При изменении скорости в межлопастных каналах возникает сила, с к-рой поток действует на лопасти. Макс. крутящий момент (M_{\max}) и частота вращения (n_{\max}) многоступенчатой турбины описывается уравнениями:

$$M_{\max} = \frac{k\rho Q^2}{\pi l C_2},$$

$$n_{\max} = \frac{2Q}{\pi^2 D^2 l C_2},$$

где Q – расход жидкости; ρ – плотность жидкости; D – ср. диаметр турбины; l – радиальная длина лопасти; C_2 – коэф. осевой скорости; k – кол-во ступеней турбины.

До сер. 1930-х гг. в быв. СССР применялся одноступенчатый редукторный Т. (М. А. Капелюшников). В кон. 1940-х гг. был разработан безредукторный Т. с многоступенчатой турбиной (П. П. Шумилов, Р. А. Ионнесян, Э. И. Тагиев и М. Т. Гусман). Принципиальная схема этого Т. применяется до сих пор. Разработка шпиндельного Т., в к-ром осевые и радиальные подшипники выделены в авт. узел, явилась важным этапом в развитии техники турбинного бурения.

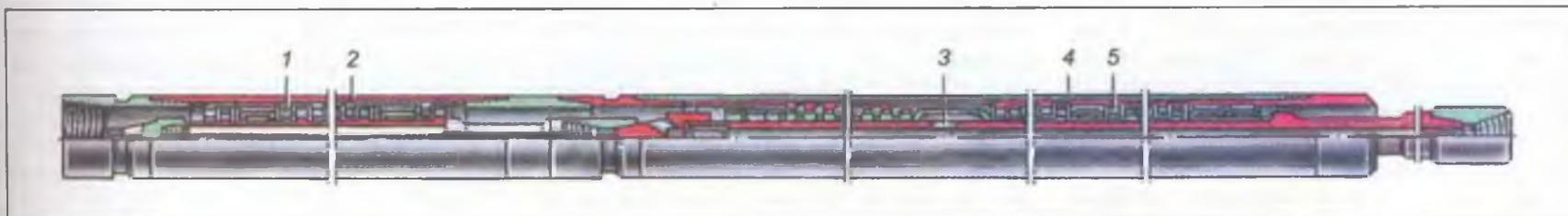
В России выпускаются Т. с диаметром 102–240 мм.

Для адаптации к совр. шарошечным долотам (снижение частоты вращения) Т. оснащаются турбинами с наклонной линией давления, системами гидродинамич. торможения, в т.ч. секциями винтовых забойных двигателей, а также редукторными вставками. Для бурения наклонно-направленных скважин используются конструкции турбинных шпиндель-отклонителей. Для отбора *керн* используются специальные конструкции Т. с полым валом, в к-ром размещается *керноприемник*. Наибольшее распространение получили шпиндельные секционные Т.

На турбинный способ бурения приходится ок. 80% от всего объема бурения в России.

ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЙ АГРЕГАТ, см. в ст. *Детандер*.

«ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), до-



Турбобур (серия ТШ): 1 – радиальная опора; 2 – вал; 3 – статор; 4 – ротор; 5 – корпус.

чернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Ведущий научно-исследовательский, проектный и производств. центр в Зап. Сибири. Адм. центр – г. Тюмень. Создано в 1999 на базе ин-та «ТюменНИИГипрогаз».

В 1966 «Т.» основан как филиал ВНИИгаза, к-рый после слияния в 1971 с Тюменским отделом «ЮжНИИГипрогаза» переименован в Сибирский н.-и. и проектный ин-т природных газов (СибНИИГаз), с 1973 – «ТюменНИИГипрогаз». С 1986 получает статус научно-производств. объединения «Тюменгазтехнология». В связи с реорганизацией РАО «Газпром» в 1993 преобразован в ин-т «ТюменНИИГипрогаз».

На нач. 2003 в структуру «Т.» входят головное предприятие – ин-т «ТюменНИИГипрогаз» и филиал – Экспериментальный з-д.

В «Т.» создан первый в «Газпроме» науч. проектно-пром. комплекс, позволяющий выполнять проекты разработки и обустройства малых и средних газовых, газоконденсатных и нефтяных м-ний «под ключ». Действующая структура управления производством позволяет обеспечить полный замкнутый технологический цикл: н.-и. работы (геология и геофизика, разработка и эксплуатация м-ний, бурение скважин, добыча, переработка и транспорт газа); проектно-изыскательские работы; опытно-конструкторские работы; опытно-пром. производство.

Научно-исследовательские работы охватывают полный технологич. цикл – от геологич. изучения недр до подготовки проектно-сметной документации на разработку и обустройство газовых, газоконденсатных и нефтяных м-ний.

Геология и геофизика: обоснование направлений поисково-разведочных работ, обеспечивающих природо-запасов углеводородного сырья; обработка и интерпретация сейсморазведочных работ, комплексный анализ сейсмических, гравитационных, электроразведочных, геохимических, геологических исследований с целью обоснования перспектив нефтегазоносности слабозученных территорий; проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ; моделирование м-ний и подсчет запасов углеводородов; исследование керна, петрофизич. анализ, обработка и интерпретация геофизических исследований скважин.

Бурение скважин: разработка рабочих проектов на стр-во поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин; исследование технологич. параметров реагентов, материалов и составов буровых, тампонажных и спец. растворов, композиций и жидкостей; научно-технич. и методич. сопровождение строительства скважин по полному циклу (строительные и монтажные работы, проводка, крепление, освоение, интенсификация и капитальный ремонт).

Разработка месторождений: моделирование и упр-ние процессами эксплуатации м-ний, проекты разработки сено-

манских, нижнемеловых, ачимовских залежей; технико-экономич. обоснование коэффициентов извлечения углеводородов.

Добыча, переработка и транспортирование углеводородного сырья: разработка технологич. и технич. решений по обеспечению надежной работы скважинного оборудования, технологий сбора, подготовки и транспортирования углеводородного сырья.

Экология: мониторинг геоэкологических и геодинамических процессов в районах нефтегазодобычи, разработка энергоресурсосберегающих экологически безопасных комплексных технологий по подготовке питьевой воды и очистке сточных вод.

Экономика: инвестиционные проекты, технико-экономич. обоснование создания совместных предприятий, нормы расхода материально-технич. ресурсов в стр-ве скважин и добыче газа, геолого-экономич. оценка участков и м-ний.

Проектно-изыскательские работы ведутся по всем направлениям проектирования объектов обустройства м-ний, включая инж. и экологич. изыскания. Среди них: проекты по обустройству м-ний с разл. характеристиками нефтегазоконденсатных залежей; комплексное проектирование объектов обустройства м-ний; проектирование отд. объектов производств. инфраструктуры, жилья и соцкультбыта; проектирование магистральных и межпромысловых нефте-, газо- и продуктопроводов, включая комплексы сопутствующих сооружений; разработка технич. регламентов и деклараций пром. безопасности. Выполняются все виды инж. изысканий для стр-ва, осуществляются функции генерального проектировщика.

Промышленное производство сосредоточено на опытно-экспериментальном з-де. Освоено более 40 видов продукции. Среди них: газораспределительные станции и газорегуляторные пункты разл. модификаций, подогреватели нефти и газа, факельные установки, устройства для замера коммерческого газа, а также блочно-комплексное оборудование – установка комплексной подготовки газа (УКПГ) и станции подготовки питьевой воды «Водопад». Завод разрабатывает и изготавливает нестандартное оборудование для нужд ТЭКа.

Деятельность «Т.» подтверждена лицензиями на все необходимые виды работ. Институт является патентообладателем многих изобретений. Впервые в мировой практике для Комсомольского м-ния Тюменской обл. институтом спроектирована УКПГ производительностью 32 млрд. м³/год. К разработкам мирового уровня относится патент на комбинированную УКПГ, позволяющую подготавливать газ из скважин с разл. устьевыми давлениями (напр., скважины Юрхаровского м-ния из верх. горизонтов работают под давлением ок. 10, а из нижних – ок. 20 МПа). Ввод в эксплуатацию такой установки позволил снизить площадь земельного отвода, капитальные и экс-

плуатационные затраты, сократить срок строительства.

Компания занимается благотворительной и спонсорской деятельностью, поддерживая и реализуя культурные проекты и мероприятия, направленные на сохранение культурного наследия страны.

Г. В. Крылов.

«ТЮМЕНТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейшее газотранспортное предприятие в мире, транспортирующее 80% всего добываемого в России газа. Адм. центр – г. Югорск (Ханты-Мансийский авт. округ – Югра). Преобразован в 1999 в ООО из дочернего предприятия «Тюментрансгаз».

В 1966 создано Северо-Уральское (в 1972 переименовано в Тюменское) упр-ние магистральных газопроводов. В 1975 Тюменское упр-ние преобразовано в производств. объединение «Тюментрансгаз», к-рое в 1993 стало единственным дочерним предприятием РАО «Газпром».

Северо-Уральское упр-ние магистральных газопроводов создано в связи со стр-вом в 1965 газопровода Игрим – Серов дл. 500 км, к-рый обеспечивал поставку природного газа с Игримского и Пунгинского м-ний городам и объектам металлургич. пром-сти и энергетики Ср. и Сев. Урала. Дальнейшее развитие предприятия связано с освоением крупнейшего м-ния С. Тюменской обл. В 1972 началось освоение *Медвежьего месторождения*. Ежегодно вводилось до 1000 км магистральных газопроводов и до 5 компрессорных станций. В 1976 к системе газопроводов «Т.» подключено *Уренгойское месторождение*, были введены в строй газопроводы: Уренгой – Надым, Надым – Пунга, Пунга – Вуктыл – Ухта (1976–78), Уренгой – Грязовец и Уренгой – Петровск (1981), Уренгой – Новопокров (1982), Уренгой – Ужгород (1983), Уренгой – Центр I (1984), Уренгой – Центр II (1985). Из 23 тыс. км трубопроводов диам. 1420 мм, построенных в быв. СССР за 1981–85, почти 40% из них были введены в «Т.». В 1985 к системе газопроводов предприятия подключено *Ямбургское месторождение*. С 1985 по 1994 введены в строй газопроводы Ямбург – Елец I, II, Ямбург – Зап. граница, Ямбург – Тула I, II, Ямбург – Поволжье, Сев. районы Тюменской обл. (СРТО) – Урал.

В 1996 «Т.» стал газодоб. предприятием: введен Харвутинский участок Ямбургского м-ния, впоследствии переданный «Ямбурггаздобыче». С 1996 по 2001 осуществлялась стр-во и ввод в эксплуатацию станций охлаждения газа на Ямбургской и Пуловской компрессорных станциях, предназначенных для обеспечения возможности транспорта газа в летний период года по газопроводам, пролегающим в многолетнемерзлых грунтах, предотвращая их от растепления.

В 2002 в газотранспортную систему «Т.» поступил газ *Заполярье* место-

рождения. Производственные мощности предприятия позволяют принимать газ и с других мест *Надым – Пур-Тазовского нефтегазоносного региона* и *п-ова Ямал*.

Предприятие осуществляет свою деятельность на терр. Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого авт. округов и Свердловской обл. Осуществляет транспортировку природного газа по магистральным газопроводам, его хранение в подземном хранилище, поставку газа потребителям, проектирование, стр-во и реконструкцию объектов транспорта газа, полный комплекс ремонтно-технич. обслуживания оборудования и систем, обеспечение произ-ва технологич. связью и автоматизиров. системами упр-ния, грузовые и пассажирские перевозки автомоб., авиационным и ж.-д. транспортом.

На нач. 2003 общая протяженность газопроводов «Т.» составляет св. 26 тыс. км, в работе находится 210 компрессорных станций с 1100 газоперекачивающими агрегатами суммарной мощностью 15 тыс. МВт. Газотранспортная система компании ежедневно поставляет 1,3 млрд. м³ природного газа в рос. регионы, страны ближнего и дальнего зарубежья.

«Т.» – мощный производственно-соц. комплекс, в состав к-рого входят: 48 филиалов, в т. ч. 28 линейных производств. упр-ний магистральных газопроводов; Пунгинская станция подземного хранения газа; 3 производственно-технич. упр-ния по ремонту технологич. оборудования; ремонтно-строительный трест «Югорскремстройгаз»; специализиров. упр-ние «Югорскгазавтоматика»; 3 упр-ния технологич. транспорта и спец. техники; ре-

монтно-наладочное упр-ние, упр-ние технологич. связи и др.

Для поддержания на должном уровне своих производств. мощностей «Т.» планомерно осуществляет реконструкцию основных фондов предприятия: магистральных газопроводов, компрессорных станций и объектов инфраструктуры.

Предприятие работает в 29 трассовых поселках и городах. Во многих из них «Т.» является градообразующим предприятием.

«Т.» – социально ориентиров. предприятие, для к-рого создание достойных условий жизни, охрана здоровья сотрудников – предмет особой заботы. Компания занимается благотворительностью и спонсорством, помогает православным храмам и мусульманской мечети.

П. Н. Завальный.

У

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ КОНДЕНСАТ, см. *Газовый конденсат*.

УГЛЕВОДОРОДЫ (УВ) – органич. соединения, молекулы к-рых состоят из атомов углерода и водорода. УВ образуют гомологич. ряды, члены к-рых характеризуются закономерными изменениями химич. и физич. свойств, общей формулой и исходной структурой. В природе УВ встречаются в газообразном, жидком и твердом состоянии.

В зависимости от строения различают несколько групп УВ.

Алканы (алифатич. предельные УВ, УВ метанового ряда, парафиновые УВ) принадлежат к числу важнейших и хорошо изученных УВ нефтей. В природных газах и нефтях найдены алканы от C_2 (метан) до C_{100} , при этом легкие алканы от метана до бутана (C_1-C_4) составляют природные углеводородные газы. Кол-во УВ метанового ряда зависит от типа нефти и колеблется в пределах 20–60%. Обычно во всех нефтях наблюдается тенденция к равновесному снижению концентрации алканов по мере увеличения мол. веса фракций.

Нафтенны (алициклич. УВ, циклоалканы, цикланы) в нефтях встречаются в виде моно- (5- и 6-членные кольца), би-, три-, тетра-, пента- и гексациклич. нафтеновых УВ.

Ароматические УВ (арены) нефтей можно разбить на две осн. группы: алкилароматич. УВ, в состав к-рых входят ароматич. кольца и алифатич. заместители (алкилбензолы, алкилнафталины, алкилфенантрены, алкилхризены и алкилпицены); УВ смешанного строения, содержащие ароматич. и нафтеновые кольца и алифатич. заместители.

Все УВ нефтей условно могут быть разделены на две осн. группы: преобразованные УВ – утратившие черты строения, свойственные исходным биоорганич. молекулам; реликтовые УВ (биомаркеры), или хемофоссилии, – нормальные и изопреноидные алканы, циклические изопреноиды-стераны, тритерпаны и пр.

В свою очередь, среди реликтовых УВ нефтей выделяют след. группы: изопреноидного типа – УВ алифатич. и алициклич. строения (число циклов в молекуле от 1 до 5), в большинстве случаев представлены регулярными структурами; неизопреноидного типа – представлены гл. обр. алифатич. соединениями, имеющими *n*-алкильные или слаборазветвленные цепи.

Важнейшее свойство реликтовых нефтяных УВ – их гомологичность: УВ при-

сутствуют обычно в виде серии гомологов, имеющих в основе общую структурную группу. Так, кроме гомологич. ряда нормальных алканов, можно выделить гомологич. ряды 2-, 3-, 4-метилалканов и т.п. Выделяются гомологич. ряды 1-метил-2-алкилциклогексанов, 1-метил-3-алкилциклогексанов и т.д. Во всех случаях гомологич. ряд образует единая для данной серии структурная группа, к к-рой добавлена алкильная цепь разл. длины. Гомологичность реликтовых УВ нефтей связана с особенностями их образования путем равновероятной деструкции алифатич. цепи соответствующих геополимеров (керогена).

Другое важное свойство реликтовых УВ – высокая концентрация в нефтях, обычно значительно превышающая равновесные концентрации близких по строению изомеров.

Роль реликтовых УВ, особенно в геохимии нефти, трудно переоценить: высокая концентрация их в нефти является доказательством ее биоорганич. природы. Кроме того, хемофоссилии используются как индикаторы условий осадконакопления для определения источников образования тех или иных м-ний, для построения многочисл. корреляций в системах нефть – нефть и нефть – рассеянное органич. вещество, для оценки степени катагенного созревания рассеянного органич. вещества и т.д. Широко применяются эти соединения и в поисковых работах при оценке перспектив нефтеносности разл. регионов. *Г. П. Гордадзе.*

УГЛЕКИСЛОТНАЯ КОРРОЗИЯ – электрохимич. коррозия металлов в присутствии влажного диоксида углерода и его водных растворов. Сухой CO_2 электрохимич. коррозии не вызывает. См. также статьи *Коррозия, Внутренняя коррозия, Коррозионный контроль*.

УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ, диоксид углерода, – ангидрид угольной кислоты (CO_2). У.г. – бесцветный газ со слабокислым вкусом и запахом; плотность относительно воздуха 1,52; относительная мол. масса 44; масса 1 л при нормальных условиях 1,96 г, растворимость в воде при 0 °C 179,7% об. Химически инертен, слабо токсичен. Основные источники выделения У.г. в шахте: горн. породы, вмещающие газ; взрывающиеся взрывчатые вещества; окисляемые в воздушной среде и кислыми водами горн. породы. Из горн. породы поступает в виде обыкновенного, суфлярного и внезапного выделения (при последнем кол-во выбрасываемого CO_2 достигает неск. сотен тыс. м³). При

концентрации 6% он вызывает одышку, слабость, при 10% – обморок, при 20–25% – смертельное отравление. Первая помощь при отравлении У.г. заключается в выносе пострадавшего на свежий воздух, проведении искусств. дыхания.

У.г. используют в нефтедобыче для закачки в продуктивный пласт с целью повышения коэф. нефтеотдачи. Газ растворяет легкокипящие фракции, разжижает нефть и облегчает вынос ее на поверхность.

Лит.: Соколов Э. М., Качурин Н. М., Углекислый газ в угольных шахтах, М., 1987.

УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ из газовых скважин – осуществляют с помощью технологий и оборудования, ограничивающих влияние жидкости на режим эксплуатации скважины.

В скважине может находиться вода, углеводородный конденсат. Скопления жидкости увеличивают потери давления в скважине, уменьшая ее *дебит*.

Технологии эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных м-ний в условиях водопроявления группируются по качеств. признакам, характеризующим физич. принципы использованных при организации процессов уменьшения кол-ва жидкости в стволе скважины (продукция скважины, потоке газа): освобождение скважины от жидкости подъемом к устью; предупреждение поступления жидкости в скважину; освобождение скважины от жидкости без подъема к устью скважины. Одновременно можно использовать одну или неск. технологий в зависимости от геолого-технич. условий эксплуатации скважины.

Освобождение скважины от жидкости подъемом к устью можно производить разл. способами: объемное вытеснение жидкости поддержанием естеств. фонтанирования скважины, при к-ром поступающие из пласта в скважину газ и жидкость способствуют подъему жидкости по лифтовой колонне и переливу ее через устье скважины; вынос жидкости газа поддержанием скорости газа по лифтовой колонне больше критической (базовой), достаточной для выноса жидкости, непрерывно или периодически; уменьшение степени проскальзывания газа относительно поднимаемой жидкости с использованием плунжерного или многоплунжерного лифта, *комбигаз-лифта*, пенообразующих *поверхностно-активных веществ* (ПАВ), переводом жидкости в парообразное состояние или дроблением ее на мелкие частицы за счет температурного диспергирования, механич. дроблением на мелкие частицы за

счет диспергирования газом струйного типа; откачка жидкости насосными агрегатами за счет внеш. источника энергии или путем объемного вытеснения газом, подаваемым в скважину с поверхности или из пласта-донора.

Предупреждение поступления жидкости в скважину осуществляются с помощью ее эксплуатации с повышенными забойными давлениями, исключая поступление жидкости из пласта в скважину (т.е. с ограничением рабочего дебита). Кроме того, изолируют скважину от поступления на забой *пластовых вод*.

Освобождение скважины от жидкости без подъема к устью ведут за счет: создания условий для поглощения жидкости пластом введением ПАВ; закачки жидкости в поглощающий пласт насосным агрегатом или созданием гидростатич. давления столба жидкости; создания условий поглощения жидкости пластом во время отбора или в периоды прекращения или ограничения отборов газа из скважины.

У.ж. из газовой скважины может осуществляться с помощью разл. оборудования.

«Забой-1» — комплекс, предназначенный для периодич. У.ж. из газовых скважин путем временного полного или частичного перекрытия потока газа для накопления газа в кол-ве, достаточном для подъема жидкости к устью скважины. Устанавливается на скважинах, эксплуатируемых по лифтовым колоннам. Может также использоваться совместно с *плунжерным лифтом* или без него. Комплекс разработан в 1968 ВНИИгазом совместно с конструкторским бюро «Газ-приборавтоматика».

В комплексе входят: блок подготовки газа питания (для редуцирования давления природного газа от рабочего устьевого до $0,14 \pm 0,014$ МПа); шкаф-контейнер, в приборном отсеке к-рого размещены датчики режимных параметров скважины (давления или разности давлений) и блок упр-ния для формирования дискретных выходных сигналов упр-ния запорным клапаном; клапан для перекрытия потока газа, поступающего из скважины; отстойники для улавливания капельной жидкости из потока газа, поступающего на вход блока питания и к реле разности давлений. Питание комплекса осуществляется газом из межтрубного кольцевого пространства скважины, к-рый далее через отстойник и 1-й блок питания подводится к приборам.

Датчики разности давлений предназначены для формирования сигналов на открытие и закрытие запорного клапана при достижении заданной разности давлений в межтрубном кольцевом пространстве и в выкидной линии после клапана. Блок упр-ния осуществляет логич. связь между датчиками реле и запорным клапаном. Первый датчик настраивается на замыкание контакта при разности давлений в межтрубном кольцевом пространстве и выкидной линии, когда необходимо закрыть запорный клапан с це-

лью накопления энергии для удаления скопившейся на забое жидкости. При замыкании контакта на исполнительный мембранный механизм запорного клапана подается управляющий сигнал, после чего клапан закрывается.

Второй датчик настраивается на замыкание контакта при разности давлений в межтрубном кольцевом пространстве и в выкидной линии, когда необходимо открыть клапан с целью подъема жидкости к устью скважины и ее выноса в коллектор. После открытия запорного клапана жидкость начинает перемещаться по лифтовой колонне к устью скважины газом, накопившимся в межтрубном кольцевом пространстве. Разница давления между межтрубным кольцевым пространством и коллектором уменьшается, что приводит к размыканию контактов сначала 2-го, а затем и 1-го датчиков. Жидкость при этом подходит к устью скважины и сливается в коллектор. При наличии плунжера он ударяется об устьевую амортизатор и остается на устье.

«Забой-1» может использоваться в осн. на скважинах с плохой проницаемостью пласта и работающими с большими депрессиями и малым кол-вом жидкости (до 1–2 т/сут).

Автоматич. система для эксплуатации газовых скважин «Ласточка» является многофункциональным устройством, применяемым в разл. технологич. процессах при эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных м-ний. Система разработана ВНИИгазом в 1966. Использовалась на ряде м-ний.

Система применяется на скважинах: эксплуатирующихся только по лифтовой колонне и работающих с дебитом, превышающим дебит, необходимый для выноса жидкости и механич. примесей, и если возможна эксплуатация скважины по кольцевому пространству, в к-ром размещена лифтовая колонна (система позволяет увеличить дебит газа за счет непрерывного отбора газа из межтрубного кольцевого пространства); когда они эксплуатируются одновременно по лифтовой колонне и межтрубному кольцевому пространству с постоянным штуцером на трубопроводе от межтрубного пространства (система позволяет в этом случае увеличить рабочий дебит скважины за счет оптимизации режима работы скважины); дебит к-рых не должен превышать определенного значения из-за разрушения пласта или поступления пластовой воды (система обеспечивает автоматич. поддержание заданной рабочей депрессии).

Т.о., система «Ласточка» используется в целях: поддержания условий для непрерывного выноса жидкости и механич. примесей по лифтовой колонне; создания условий для выноса жидкости с забоя скважины по временной программе или при снижении дебита газа по лифтовой колонне ниже установленного значения; поддержания работы плунжерного лифта в заданном режиме; поддержания заданного режима работы скважины по лифтовой колонне при значительных колебаниях давления в сборном коллекторе.

В систему «Ласточка» входят: блок подготовки газа питания, регулирующийся клапан (штуцер), блок измерения расхода газа, состоящий из узла диафрагмы и дифманометра, регулятор и блок автоматич. и ручного упр-ния.

При работе в режиме поддержания непрерывного выноса жидкости или обеспечения работы плунжерного лифта по лифтовой колонне поддерживают постоянные потери давления в стволе скважины. Это осуществляется путем непрерывного контроля потерь давления на диафрагме, через к-рую поступает газ из лифтовой колонны, и изменения отбора газа из межтрубного пространства. Текущая разница давления на диафрагме контролируется дифманометром, сигнал с выхода к-рого поступает на вход регулятора, где сравнивается с заданным сигналом, установленным за датчиком, встроенным в регулирующийся блок. Сигнал с выхода регулирующего блока в виде регулирующего воздействия подается на мембранный исполнительный механизм регулирующего клапана. В результате изменения положения регулирующего органа клапана происходит перераспределение потоков газа из межтрубного пространства в лифтовую колонну или из лифтовой колонны в межтрубное пространство до тех пор, пока в лифтовой колонне не установится заданное значение потерь давления.

При работе системы в режиме периодич. выноса жидкости по временной программе открытие и закрытие клапана осуществляется блоком упр-ния, а регулятор и узел измерения расхода отключены. При закрытии клапана газ перестает поступать из межтрубного кольцевого пространства, а скорость газа по лифтовой колонне увеличивается. Это способствует выносу жидкости.

При работе системы в режиме непрерывно-периодического выноса жидкости по временной программе регулирующийся клапан соединен с регулятором через блок упр-ния, к-рый периодически по временной программе закрывает клапан для отключения межтрубного кольцевого пространства. В этом случае производится постоянный контроль, а регулирование режима работы скважины происходит, как описано выше.

При использовании системы в целях поддержания заданного режима путем ограничения дебита на заданном уровне регулирующийся клапан и блок измерения расхода устанавливают последовательно на одном трубопроводе. Соединяют их через блок регулирования. В этом случае система начинает ограничивать дебит скважины после достижения заданного уровня (напр., дебита, дальнейшее превышение к-рого приводит к разрушению *призабойных зон* либо к подтягиванию пластовой воды).

Использование системы расширяет диапазон регулирования работы скважин с использованием средств, расположенных на групповом сборном пункте, на 10–15% (за счет автоматич. изменения отбора газа на устье скважины), упрощает проведе-

ние исследований скважины при стационарных режимах с перепуском газа в газопровод.

Исследование скважин, оборудованных автоматич. системами, проводится с целью: получения информации о скважине и технологич. характеристик оборудования; получения *индикаторных линий*, определения фактических коэф. гидравлич. сопротивления каналов, коэффициентов для уравнения притока газа; уточнения базового дебита скважины, необходимого для вывода ее на оптимальный режим эксплуатации. Использование автоматич. систем позволяет провести исследование скважин с меньшей трудоемкостью и в короткие сроки. При этом достигается высокая достоверность результатов.

У. ж. из газовой скважины осуществляют с помощью разл. комплексов («Забой-1», «Ласточка»), плунжерного лифта или комбигазлифта.

Лит.: Сиротин А. М., Смирнов В. С., Шулятиков И. В. и др., Перспективные технологии и техника эксплуатации скважин, в сб.: Наука о природном газе. Настоящее и будущее, М., 1998.

В. И. Шулятиков.

УДЕЛЬНЫЙ ПРИРОСТ ЗАПАСОВ газа (нефти, условного топлива) – частное от деления приращенных разведанных запасов на объем поисково-разведочного бурения (метры, кол-во скважин) или денежных затрат на *геолого-разведочные работы* за тот же период в районе, в добывающем предприятии. У. п. з. определяется по величине прироста запасов в результате поисково-разведочных работ на новых м-ниях, а также разведочного и эксплуатационного бурения на старых м-ниях и результатам пересчета запасов с положительными или отрицательными изменениями по длительно разрабатываемым м-ниям. При изучении динамики У. п. з. изменения по пересчету запасов без дополнительных геолого-разведочных работ переносятся на периоды подготовки запасов по этим м-ниям. У. п. з. на один метр проходки поисково-разведочного бурения (тыс. м³ или т) является осн. количеств. показателем *эффективности геолого-разведочных работ*, поэтому часто так называется. Изменение величины У. п. з. обычно исследуется во времени или в зависимости от накопленных объемов поисково-разведочного бурения или разведанности *начальных суммарных ресурсов* (НРС) газа или нефти.

Установлено, что У. п. з. закономерно изменяется в ходе геолого-разведочных работ и функционально зависит от величины НРС района. Динамика У. п. з. (газа и нефти) в целом одинакова для всех регионов: минимум – на начальном этапе; максимум – при разведанности в 15–25%; последующее снижение – сначала резкое, а при разведанности в 40–50% – замедленное. В районах с несколькими направлениями геолого-разведочных работ возможно появление двух и более максимумов У. п. з. Нефтегазопосные р-ны обычно различаются по уровню У. п. з., что обусловлено гл. обр. величиной ресурсов нефти или газа на 1 км². Графич.

зависимости У. п. з. от разведанности НРС используются при планировании и прогнозировании объемов поисково-разведочного бурения, приростов запасов и затрат на геолого-разведочные работы. В условиях высоких темпов инфляции сопоставления У. п. з. на 1 руб. затрат мало информативны.

У. п. з. в тоннах *условного топлива* зависит от значений У. п. з. на 1 м проходки, на одну скважину, на 1 руб. затрат на геолого-разведочные работы и от соотношения прироста запасов газа и жидких углеводородов. Интерпретация этого показателя с позиций оценки эффективности геолого-разведочных работ требует условного разделения У. п. з. по газу и жидким углеводородам.

Ю. Н. Батурич, М. П. Михайлова.

УЗЕЛ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДА – система для очистки полости газопровода *линейной части* и поддержания его гидравлич. сопротивления на уровне проектных показателей.

Очищаемый участок трубопровода на всем его протяжении должен иметь постоянный внутр. диаметр и равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь узлов и деталей.

У. о. и. г. в зависимости от расположения *компрессорных станций и переходов* через препятствия, а также от соотношения диаметров газопровода и перехода обеспечивают: прием и пуск очистных устройств; только прием очистных устройств; только пуск очистных устройств; транзитный пропуск очистных устройств. У. о. и. г., как правило, совмещают с узлами подключения компрессорной станции.

На переходах через препятствия при разном диаметре перехода и газопровода предусматривают перед переходом узел приема, а после перехода – узел пуска очистных устройств.

При длине перехода более 15 км предусматривается очистка всех ниток перехода.

Для контроля положения очистных устройств в газопроводе предусматривается установка сигнализаторов (датчиков) за 1000 м до узла приема. Сигналы от датчиков выводятся на щит управления узлами очистки, а также на диспетчерский пункт компрессорной станции.

На узлах очистки с камерами приема и устройствами транзитного пропуска очистных устройств предусматривают узлы сбора продуктов очистки полости газопровода в виде подземного коллектора-сборника, изготавливаемого из таких же труб, как и газопровод на участках I категории.

Конструкция коллектора-сборника должна обеспечивать проведение след. технологич. операций: выветривание газа; слив жидкости в автоцистерны для вывоза на утилизацию или сжигание; отгрузка шлама в амбары или автоцистерны на вывоз и последующее обезвреживание; очистка ниж. части коллектора-сборника; отбор проб для определения состава продуктов очистки; контроль уровня заполнения.

В узлы пуска и приема входят: камера пуска очистных устройств и камера их

приема; комплект конструкций очистных устройств; сигнализаторы прохождения очистного устройства по газопроводу; арматура технологич. обвязки камер пуска и приема очистных устройств, трубопровода, продувочные свечи; коллекторы-сборники для хранения, дегазации и утилизации выносимых из газопровода загрязнений; механизмы для перемещения, запасовки и извлечения очистных устройств; щит управления узлом очистки; стабилизирующие устройства для защиты от возможных предельных перемещений газопровода вследствие перепада тем-р и внутр. давления.

Технология проведения очистки полости участков газопроводов включает следующие операции: при перекрытом кране на выходе камеры пуска открывают кран на свече; открывают затвор камеры пуска; в камеру помещают очистное устройство; закрывают затвор камеры и свечу; открывают краны на выходе камеры и на подводящем газ от компрессорной станции трубопроводе; под давлением газа очистное устройство выталкивается из камеры, что отмечается сигнализатором на выходе камеры; прохождение очистного устройства по участку регистрируется сигнализаторами и постами эксплуатационного персонала, расположенными на линейных кранах; при прохождении устройством сигнализатора, расположенного до камеры приема, приоткрывается задвижка на трубопроводе с целью сброса загрязнений в коллектор-сборник; вхождение устройства в камеру приема отмечается сигнализатором; после этого перекрываются краны на входе камеры приема и на подводящем газ от компрессорной станции трубопроводе и сбрасывается в атмосферу из камеры приема с помощью свечи; открывается затвор камеры приема, извлекается очистное устройство; проводится анализ результатов очистки.

Оптимальная периодичность, т. е. число пропусков очистных устройств в год, $n_{\text{опт}}$ определяется по формуле:

$$n_{\text{опт}} = \frac{2E_1}{\Delta E_{\text{пов}}(E_0 + E_1)} \times \left\{ \sqrt{1 + \frac{E_0 + E_1}{4E_1^2} [S_0 \Delta E_{\text{пов}}(E_0 - E_1) - 2E_1]} - 1 \right\},$$

где E_0 и E_1 – соответственно проектное и фактич. значения гидравлич. эффективности; $\Delta E_{\text{пов}}$ – величина повышения гидравлич. эффективности вследствие одной очистки; $S_0 = \frac{S + S_{\text{узл}}}{S_0}$ ($S, S_{\text{узл}}, S_0$ – соот-

ветственно приведенные затраты очищаемого участка газопровода, узлов пуска и приема очистных устройств и собственно очистки).

УЗЕЛ РЕДУЦИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА – система для снижения давления транспортируемого газа с целью перепуска его из газопровода с более высоким давлением в газопровод с низким давлением. Входит в *линейную часть* газопровода.

Состав У. р. д. г. периодич. действия включает: трубопровод с *регулятором*

давления и узлом упр-ния (одна рабочая нитка), линию связи и телемеханики, электроснабжение.

На трубопроводе с краном-регулятором следует устанавливать (по направлению движения газа) кран с пневмоприводом, регулятор давления газа, кран с пневмоприводом. Диаметр регуляторов давления газа следует принимать, как правило, равным диаметру газопровода. Вместо регулятора давления для У.р.д.г. допускается дросселирующий кран с ручным упр-нием.

Краны на входе и выходе У.р.д.г. обычно с пневмоприводом с автоматич. системой защиты от превышения давления. Перед краном на входе У.р.д.г. устанавливаются манометр и предохранительный клапан.

У.р.д.г. размещают непосредственно на газопроводе или на *перемычке* между газопроводами. Расстояние от проектируемого У.р.д.г. до действующих газопроводов II, III, IV категорий должно быть не менее 50 м.

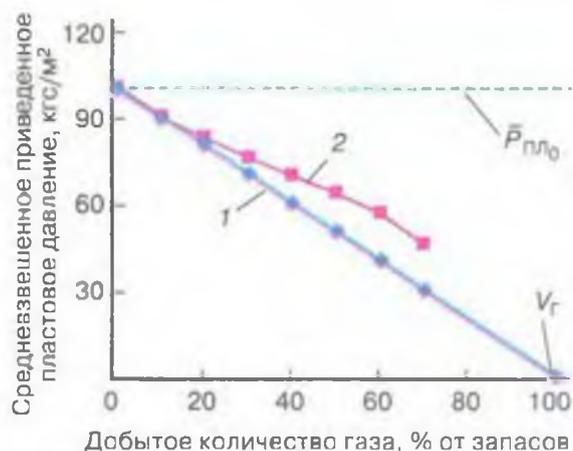
Краны имеют местное и дистанционное упр-ние из районного диспетчерского пункта по каналам телемеханики, по к-рым диспетчеру передаются: сигнализация положения запорного крана (открыто-закрыто); значение давления газа до и после узлов редуцирования; значения расхода газа через узел (при необходимости измерения расхода).

З. Т. Галиуллин, В. В. Девичев.

УПРУГОВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ газового месторождения – форма проявления пластовой энергии м-ния природного газа и окружающей его водоносной области при извлечении газа, к-рая характеризуется реализацией упругой энергии флюидов (газ, вода) и насыщенных ими пластов-коллекторов, а также пьезометрич. напором законтурных (подожвенных) пластовых вод.

При У.р. происходит падение *пластового давления* в газонасыщенном резервуаре, но темп его падения более медленный, чем для *газового режима*. В результате падения пластового давления и упругого расширения *пластовые воды* поступают в газонасыщенный резервуар, приводя к перемещению *газоводяного контакта* (ГВК).

В начале разработки из-за неоднородных *фильтрационно емкостных свойств* слагающих пород м-ния и концентрированного размещения скважин в определенных зонах на площади газоносности может происходить неравномерное (очаговое) передвижение ГВК в зоны наибольшего дренажа. Кроме того, могут происходить локальные прорывы подошвенной пластовой воды к забоям скважин. В этом случае передвижение пластовой воды в газонасыщенный резервуар может фиксироваться с помощью геофизич. методов и наблюдательных скважин. Однако из-за очаговых поступлений воды этот процесс может не отражаться на темпах падения пластового давления, к-рые будут близки к темпам падения давления для газового режима. На рис. представлен характерный график изме-



Зависимость средневзвешенного приведенного пластового давления в газонасыщенном резервуаре от добытого количества газа V_g – начальные запасы газа; $\bar{P}_{пл0}$ – средневзвешенное начальное пластовое давление; 1 – газовый режим; 2 – упруговодонапорный режим.

нения средневзвешенного приведенного пластового давления $\bar{P}_{пл} = P_{пл}/Z_{пл}$ ($P_{пл}$ – пластовое давление, $Z_{пл}$ – коэф. сверхсжимаемости газа при пластовых давлениях и темп-ре) в газонасыщенном резервуаре от добытого кол-ва газа ($Q_{гд}$). Отношение $\bar{P}_{плг}$ (приведенное пластовое давление для газового режима – кривая 1) к $\bar{P}_{плв}$ (приведенное пластовое давление для У.р. – кривая 2) при одном и том же кол-ве добытого газа характеризует количество вторгшейся пластовой воды. В простейшем случае это отношение (α) имеет вид:

$$\alpha = \frac{\bar{P}_{плг}}{\bar{P}_{плв}} = 1 - \frac{Q_v}{Q_{г0}}$$

где Q_v – кол-во пластовой воды, вошедшей в газонасыщенный объем залежи; $Q_{г0}$ – начальный газонасыщенный объем залежи.

Положительные факторы проявления У.р. при разработке м-ния природного газа связаны с более медленными темпами падения пластового давления и, следовательно, *устьевых давлений* на скважине. Это приводит к продлению *бескомпрессорного периода эксплуатации*. На ряде газовых м-ний (небольших по запасам) активность водонапорной системы такова, что поступление пластовой воды компенсирует отборы газа, и пластовое давление в газонасыщенной части либо вообще не падает (жесткий водонапорный режим), либо падает незначительно. Совр. *геотехнологии* предлагают использование напора пластовых вод для извлечения низконапорного газа на заключительных стадиях разработки.

Отрицательные факторы проявления У.р. связаны с уменьшением конечных *коэффициентов газоотдачи* в результате проявления эффектов неполного вытеснения газа водой (см. *Коэффициент вытеснения газа водой*) и преждевременного выхода из эксплуатации обводнившихся скважин.

Процессы вторжения пластовой воды в газовые залежи при У.р. прогнозируются

на соответствующих математических геологич. и фильтрационных моделях.

Лит.: Щелкачев В. Н., Разработка нефтегазонасыщенных пластов при упругом режиме, М., 1968; Гриценко А. И. и др., Промышленно-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

УРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА газовой залежи – изменение средневзвешенного (по газонасыщенному объему газовой залежи) *пластового давления* от кол-ва добытого газа.

Для *газового режима* У. м. б. записывается в виде:

$$\Omega_T \bar{P}_T = \bar{P}_0 \Omega_0 \left(1 - \frac{Q_{гд}}{V_g} \right),$$

где \bar{P}_T и $\frac{P_T}{z_T}$; $\bar{P}_0 = \frac{P_0}{z_0}$ – средневзвешенные

приведенные текущие (P_T) и начальные (P_0) пластовые давления, МПа; z_0 и z_T – коэффиценты сверхсжимаемости газовой пластовой смеси соответственно при начальных и текущих термобарич. условиях (пластовые давление и темп-ра); $Q_{гд}$ – добытое кол-во газа, м³; V_g – начальные запасы газа, м³; Ω_0 и Ω_T – соответственно начальный и текущий газонасыщенный объем залежи, м³.

Если деформация пластов-коллекторов не приводит к существ. изменению газонасыщенного объема (Ω) и выжиманию из них жидкости, то $\Omega_T = \Omega_0$.

Для *упруговодонапорного режима* в У. м. б. учитываются характер и условия вторжения *пластовой воды* в газонасыщенный объем залежи, включая процессы вытеснения газа водой, «защемления» газа и пр. (см. *Макрозащемление газа*).

В У. м. б. для газоконденсатных залежей учитывается (в зависимости от способа их разработки) выпадение retroградного конденсата в пустотном пространстве (поровом объеме) пластов-коллекторов.

Лит.: Коротгаев Ю. П., Комплексная разведка и разработка газовых месторождений, М., 1968; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ газа – связывает давление p , объем V и темп-ру T газа в состоянии термодинамического равновесия.

У.с. идеального газа имеет вид:

$$pV = RT,$$

где R – газовая постоянная, численное значение к-рой в единицах СИ равно 8,314 Дж/моль·К. Физич. смысл газовой постоянной – работа расширения 1 моля идеального газа под постоянным давлением при нагревании на 1К.

Наиболее часто применяемое на практике У.с. реальных газов принимает вид:

$$pV = zRT,$$

где z – коэф. сверхсжимаемости, учитывающий силы взаимодействия молекул газа (т.е. отклонение реальных газов от

идеального) и зависящий от давления, температуры и состава газа.

Примерами У. с. газов могут служить уравнение Клапейрона для 1 моля газа, уравнение Ван дер Ваальса, учитывающее влияние объема молекул газа и сил их взаимодействия, и др.

У. с. неидеальных газов указывает на существование критич. точки (с параметрами p_k, V_k, T_k), в к-рой газообразная и жидкая фазы становятся идентичными (т. н. *критическое состояние*).

УРАВНЕНИЕ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА, см. в ст. *Термический кнд.*

«УРАЛТРАНСГАЗ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Головное и системообразующее предприятие дальнего транспорта газа на Урале.

Для эксплуатации газопровода Бухара – Урал, транспортировавшего природный газ с Газлинского м-ния (Узбекистан), в 1964 было создано Упр-ние магистральных газопроводов. Ко времени истощения к сер. 1980-х гг. запасов Газлинского м-ния уже активно эксплуатировались м-ния сев. районов Тюменской обл. (СРТО). Построенный в 1967 газопровод Игрим – Серов – Ниж. Тагил связал газопровод Бухара – Урал с м-ниями СРТО, а в 1979 вступили в строй газопроводы Уренгой – Челябинск и Уренгой – Петровск. После освоения *Оренбургского месторождения* в 1977 был построен газопровод Домбаровка – Оренбург. Система уральских магистральных газопроводов стала неотъемлемой частью *Единой системы газоснабжения* сначала СССР, а с 1991 Рос. Федерации. В 1974 Упр-ние магистральных газопроводов Бухара – Урал переименовано в производств. упр-ние «Уралтрансгаз». В 1993 получило статус дочернего предприятия РАО «Газпром».

«У.» обслуживает объекты *газотранспортной системы*, транспортировку и распределение природного газа потребителям Свердловской, Челябинской, Курганской и Оренбургской областей. В ведении «У.» ок. 8 тыс. км *магистральных газопроводов* и газопроводов-отводов диаметром до 1420 мм, 18 *компрессорных станций*, оснащенных 130 *газоперекачивающими агрегатами* общей мощностью ок. 1 ГВт, а также 255 *газораспределительных станций*. Строятся и вводятся в эксплуатацию новые газораспределительные и *газоизмерительные станции*, газопроводы-отводы. Ведутся работы по реконструкции компрессорных станций и других объектов, направленные на повышение эффективности и внедрение новейших средств упр-ния, контроля и защиты газотранспортной системы предприятия.

«У.» принимает газ от газотранспортных и добывающих предприятий «Сургутгазпрома», «Тюментрансгаза», *Оренбургского газоперерабатывающего завода* и поставляет его «Самаратрансгазу», «Югтрансгазу», «Баштрансгазу», а также в Кустанайскую и Актюбинскую области Казахстана. Газ подается к 190

крупным населенным пунктам Уральского региона (из них 45 – города, в т. ч. крупнейшие пром. центры).

В состав «У.» входит 31 филиал. Основная и гл. составляющие части предприятия: 13 линейно-производственных упр-ний магистральных газопроводов; инженерно-технич. центр; упр-ние материально-технич. снабжения и комплектации; упр-ние связи; ремонтно-строительное упр-ние; 3 ремонтно-восстановительных поезда; упр-ние «Энергогазремонт»; проектно-конструкторское бюро «Астром»; упр-ние технологич. транспорта и спец. техники, автомоб. аварийно-восстановительный поезд и др.

«У.» одним из первых разработал технологию капитального ремонта газопровода силами собств. подрядных организаций, а также технологию врезки под давлением, осуществил стр-во магистрального газопровода в Македонии.

«Энергогазремонт» занимается проблемами энергосбережения и перевода автомоб. техники на *газомоторное топливо*. Произ-во *сжиженного природного газа* позволит обеспечить газом негазифициров. города и поселки Урала.

«Энергогазремонт» выпускает оборудование (для пром. и бытового использования газа, для индивидуального стр-ва) по энергосберегающим технологиям: блочные *автомобильные газонаполнительные компрессорные станции* и газораспределительные станции в блочном исполнении, газовоздушные нагреватели, мини-теплоэлектростанции, котельные, газоконтактные водонагреватели (кнд до 95%) и др. «Энергогазремонт» разработал и налаживает выпуск комплектующих для стр-ва газопроводов, вспомогательных объектов, освоил ремонт сложного газотранспортного оборудования.

Д. Д. Гайдт.

«УРЕНГОЙГАЗПРОМ» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейшее в мире предприятие по добыче углеводородного сырья (обеспечивает св. 40% от общего объема добычи природного газа в России). Входит в *Единую систему газоснабжения* России, обеспечивает стабильные поставки природного газа в центр. районы страны и Зап. Европу. Адм. центр – г. Новый Уренгой (Ямало-Ненецкий авт. округ). Образовано в 1999 на базе дочернего предприятия «Уренгойгаздобыча».

В 1978 для разработки *Уренгойского месторождения* было создано производств. объединение «Уренгойгаздобыча», в 1990 переименованное в производств. объединение «Уренгойгазпром». Последнее в 1991 стало дочерним предприятием РАО «Газпром».

В 1978 для разработки сеноманской залежи Уренгойского м-ния была введена 1-я *установка комплексной подготовки газа* (УКПГ). С 1985 разрабатываются неоконские газоконденсатные залежи и введен в строй завод по переработке газового конденсата. В 1986 Уренгойское м-ние выведено на проектную мощность. Макс.

годовой уровень добычи (305 млрд. м³ газа) достигнут в 1987.

Оси. направления деятельности «У.»: добыча, подготовка к транспорту и переработка углеводородного сырья, геологоразведочные, научно-технич. и проектные работы, строительство и ремонт пром. объектов и объектов социально-бытового и культурного назначения, строительство, содержание и ремонт городских и *межпоселковых дорог*. «У.» является градообразующим предприятием, осуществляет энерго-, тепло- и водоснабжение г. Новый Уренгой, проводит работы по его благоустройству.

На нач. 2003 в состав «У.» входили 25 филиалов, в т. ч. упр-ния: газопромысловое, нефтегазодобывающее, по подготовке конденсата к транспорту, интенсификации и ремонта скважин, линейно-производственное, капитального строительства и др.

Газопромысловое упр-ние осуществляет добычу и подготовку газа и поставку газового конденсата переработчикам. В пром. разработке находится Уренгойское, Северо-Уренгойское и Ен-Яхинское м-ния. Добычу газа ведут более 2400 эксплуатационных скважин из сеноманской и валанжинской залежей. В ведении упр-ния находятся 15 УКПГ (сеноманская залежь) и 4 УКПГ (валанжинская), 15 *дожимных компрессорных станций*, включающих 30 цехов, и 4 станции охлаждения газа (рис. 1).



Рис. 1. Общий вид установки подготовки газа.

Работоспособность скважин обеспечивает упр-ние интенсификации и ремонта скважин.

Нефтегазодобывающее упр-ние с 1987 в сложных горно-геологич. условиях ведет опытно-пром. добычу нефти из оторочек Уренгойского м-ния. За период освоения *нефтяных оторочек* построено два центральных пункта сбора нефти, проложено ок. 450 км трубопроводов, введены в эксплуатацию 293 скважины, добыто ок. 6 млн. т нефти и 3,5 млрд. м³ газа. Ежегодная добыча нефти до 700 тыс. т.

Подготовку газового конденсата к дальнейшему транспорту и его переработку осуществляет *Уренгойское управление по подготовке конденсата к транспорту* и

частично газопромысловое упр-ние на *малогабаритной установке* получения дизельного топлива. Сырьем является *нестабильный конденсат* Уренгойского м-ния и *Ямбургского месторождения*. Действующее технологич. оборудование позволяет получать до 500 тыс. т в год товарного стабильного конденсата, более 100 тыс. т бензиновой фракции. Продукция используется для обеспечения собств. нужд «У.», а также реализуется потребителям. Осн. продукция – дезанизир. конденсат – является сырьем для *Сургутского завода стабилизации конденсата*. В «У.» ведется постоянная работа по улучшению качества и расширению ассортимента товарной продукции, разработаны и освоены технологии получения печного топлива и марок дизельного топлива, пригодного для использования в арктич. условиях.

Линейно-промысловое упр-ние, созданное в 1990 вместо цеха по эксплуатации межпромысловых коллекторов (рис. 2), обеспечивает надежную и безаварийную эксплуатацию межпромысловых газовых коллекторов, нефте-, конденсато- и металлопроводов и установленного на них оборудования. Производств. объектами упр-ния являются более 200 станций катодной защиты, 1325 км межпромысловых трубопроводов, 350 км линии электропередачи, 1200 единиц запорной аппаратуры.

Научно-технич. политику в «У.» осуществляет научно-технич. совет, а научно-технич. центр объединения проводит исследования по всем направлениям деятельности предприятия: проектирование разработки м-ний; исследование скважин и их интенсификация; разработка эффективных решений в области добычи, подготовки и транспортировки газа, конденсата и нефти; охрана окружающей среды и т.п.

Экологич. деятельность «У.» направлена на сохранение ранимой арктич. природы. Разруивание м-ний ведется кустовым способом (5–7 скважин в кусте), что позволяет свести к минимуму нарушение поверхностного слоя тундры. Нарушенные при обустройстве м-ний земли в плановом порядке рекультивируются с применением биотехнологии. Применение эжекторных установок решило проблему утилизации низконапорных газов, получаемых при переработке газового конденсата, к-рые прежде сжигались на факеле. Осуществляется контроль за выбросами и сбросами всех пром. объектов.

Стратегич. программы «У.» включают обустройство и ввод в разработку новых перспективных площадей углеводородного сырья, в т.ч. сверхглубоких залежей (Табьяхинский участок сеноманской залежи Уренгойского м-ния, Ен-Яхинское нефтегазоконденсатное м-ние, ввод 16-й УКПГ Песцового м-ния).

В ООО большое внимание уделяется выполнению социальных программ. Предприятие постоянно поддерживает коренное население н-ова Ямал, оказывает помощь в стр-ве социально-бытовых объектов, в обеспечении необходимым обо-



Рис. 2. Промысловый коллектор.

дованием удаленных поселков. Важной составляющей деятельности «У.» являются благотворительность и спонсорство.

Р. С. Сулейманов.

УРЕНГОЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – уникальное по запасам, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 60 км к С.-З. от пос. Уренгой. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1966. Разрабатывается с 1978.

М-ние приурочено к Нижнепурскому мегавалу *Западно-Сибирской плиты*. По кровле сеноманских отложений верх. мела м-ние представляет собой пологую симметричную брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, к-рую осложняют 4 купола: Уренгойский (амплитуда 235 м), Ен-Яхинский (ок. 100 м), Западно-Песцовый и Песцовый (св. 60 м). Протяженность складки более 200 км, ширина 15–40 км. В зону Большого Уренгоя входит также сеноманская залежь *Северо-Уренгойского месторождения*. По нижнемеловому комплексу, в пределах Уренгойского вала, выделяются сев. купол, центр. приподнятая зона, осложненная северной и юж. вершинами, и юж. купол.

В отложениях сеномана, альба, апта, баррема, готерива, валанжина, ачимовской толщи (берриас – валанжин) ниж. мела и верх. юры выявлены газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, а в отложениях средней и ниж. юры – нефтяные залежи. Осн. запасы газа приурочены к сеноманскому продуктивному горизонту (переслаивающиеся песчано-алевролитовые и глинистые породы толщиной до 218 м). Залежь сводовая, массивная, подстилается подошвенной водой. Покрышкой служат глинистые породы турон-датского (верх. мел – палеоцен) и палеоценового возраста общей толщиной до 670 м. Коллекторы газа – песчаники, пески и алевролиты толщиной 3–152 м. Газонасыщенная толщина на Уренгойской площади 32,5–116,4 м, Ен-Яхинской 18–54,4 м, Песцовой 22,3 м, Западно-Песцовой 16,9 м. Пористость коллекторов 28–32,5%, проницаемость 0,95–1,75 мкм². ГВК на абс. отметке –1193 м в сев. части и –1188 м в юж. части залежи. Начальное пластовое давление 12,1 МПа, пластовая тем-ра 31 °С. Дебиты газа 350–900 тыс. м³/сут. Состав газа (в %): метан

98,26; этан 0,15; пропан 0,04; азот 1,24; углекислый газ 0,31. Выработанность запасов газа к 2002 составила 56%. Начальные запасы газа 7,6 трлн. м³.

В отложениях ачимовской толщи и юры выявлено 29 продуктивных горизонтов (чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов, резко литологически изменчивых). Общая мощность отдельных продуктивных пластов ниж. мела от 1,6 до 102,8 м, эффективная 1,6–69,2 м. Мощность глинистых прослоев 2–45 м. Некоторые продуктивные горизонты имеют *нефтяные оторочки* сложного строения и небольшой толщины. Глуб. залегания пластов 1748–3379 м, пластовое давление 10,2–39,4 МПа, дебиты газа 72–910 тыс. м³/сут. Состав газа (в %): метан 90–94,5; тяжелые гомологи метана 3,5–7; неуглеводородные компоненты менее 1. Содержание конденсата 57–324 г/м³. Состав нефти (в %): сера 0,01–0,05; смолы 0,88; парафины 0,65–2,87; плотность нефти 759–799 кг/м³.

Нефтегазоконденсатные залежи ачимовской толщи (открыты в 1976) характеризуются невыдержанностью по разрезу. Продуктивные пласты – Ач₁, Ач₂, Ач₃₋₄, Ач₅, Ач_{6/0}. Эффективная газонасыщенная толщина 14,4–23,4 м, пористость 16%. При испытании дебиты газа от нескольких тыс. до 406 тыс. м³/сут. Дебиты конденсата от 5 до 210 м³/сут, нефти от 1,5 до 12 м³/сут. Состав *пластового газа* (в %): метан 82,90; этан 6,93; пропан 2,7; бутаны 1,67; пентан 4,88; азот 0,39; углекислый газ 0,47. *Потенциальное содержание конденсата* 295–452 г/м³. Пром. притоки газа из отложений верх. юры получены в отд. скважинах на глуб. 3640–3953 м. В отложениях средней и ниж. юры на глубинах 3856–3925 м выявлены нефтяные залежи.

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 6022 млрд. м³, категории С₂ – 1403,0 млрд. м³, накопленная добыча – 4790,1 млрд. м³.

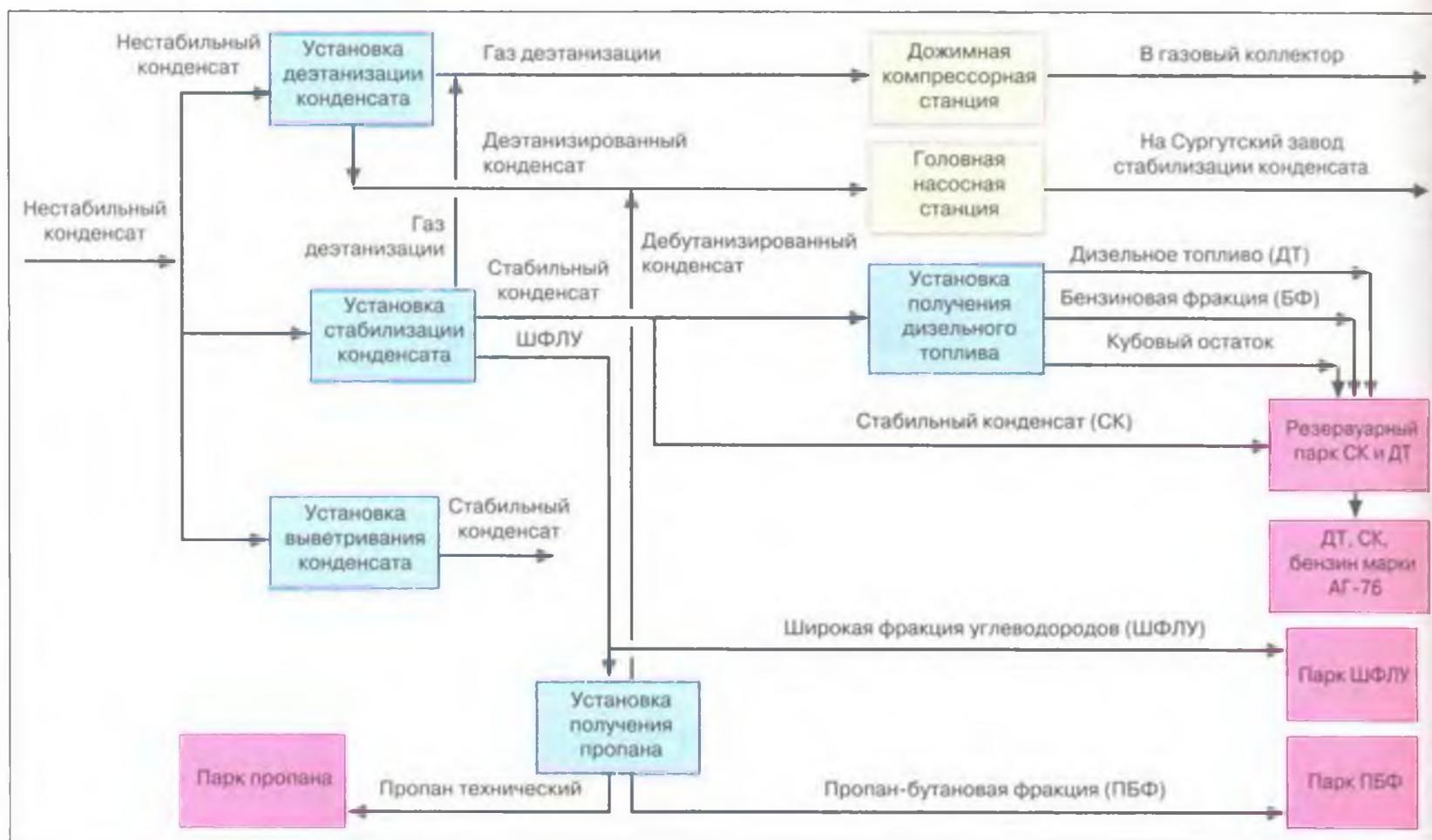
В. И. Старосельский.

УРЕНГОЙСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ПОДГОТОВКЕ КОНДЕНСАТА К ТРАНСПОРТУ (УПКТ) – предприятие «Уренгойгазпрома» по переработке углеводородного сырья на базе газоконденсатных месторождений *Надым-Пур-Тазовского нефтегазоносного региона*. Находится в Ямало-Ненецком авт. округе, в г. Новый Уренгой.

В 1985 введен в строй завод по переработке газового конденсата, входивший в состав производств. объединения «Уренгойгаздобыча», впоследствии переименованный в упр-ние по подготовке конденсата к транспорту.

Сырьем является *нестабильный конденсат*, поступающий с промыслов *Уренгойского месторождения* и *Ямбургского месторождения*, в перспективе – конденсат из ачимовских отложений Восточно-Уренгойского, Новоуренгойского, а также Ен-Яхинского газоконденсатных м-ний.

УПКТ – один из осн. поставщиков продукции высококачеств. переработки углеводородного сырья в регионе. Производств. мощности позволяют перерабатывать 7,5 млн. т нестабильного конденсата.



Блок-схема Уренгойского управления по подготовке конденсата к транспорту.

Это совр. высокопроизводительный комплекс, включающий в себя неск. технологич. модулей (рис.), установки деэтанализации и стабилизации конденсата, установки получения дизельного топлива и пропана, буферные резервуарные парки для выпускаемой продукции.

Поступающий нестабильный конденсат делится на два потока, направляемые на установки: деэтанализации конденсата (1-й поток) и выветривания и стабилизации конденсата (2-й поток).

На установке деэтанализации конденсата получают газ деэтанализации и деэтанализированный конденсат. Газ деэтанализации смешивается с газом стабилизации конденсата и через *дожимную компрессорную станцию* направляется в газовый коллектор. Деэтанализированный конденсат на головной насосной станции смешивается с широкой фракцией легких углеводородов (ШФЛУ) установки стабилизации конденсата и направляется на *Сургутский завод стабилизации конденсата*. При этом часть ШФЛУ с установки стабилизации конденсата поступает в качестве сырья на установку получения пропана. Часть *стабильного конденсата* направляется на *малогабаритную установку* получения дизельного топлива.

Завод выпускает: деэтанализированный конденсат (сырье для Сургутского завода), газ деэтанализации, стабильный конденсат, бензиновую фракцию, дизельное топливо, технич. пропан, бензин АГ-76.

В перспективе планируется модернизация установки стабилизации конденсата

с целью увеличения произ-ва дизельного топлива.

Технич. пропан характеризуется повышенным содержанием *метанола*, поэтому реализация процесса очистки пропана от метанола позволит повысить его качество.

Для приема дополнительных объемов высокопарафинистого конденсата необходима реконструкция установки деэтанализации конденсата.

Производимая продукция используется для обеспечения собств. нужд «Уренгойгазпрома» и реализуется потребителям. Технич. пропан используется в осн. в качестве хладагента на станциях охлаждения газа «Уренгойгазпрома» и «Тюментрансгаза». Стабильный конденсат является высококачеств. сырьем для получения моторных топлив на нефтеперерабатывающих з-дах, а также используется в качестве топлива для котельных. Бензиновая фракция в осн. реализуется как сырье для нефтеперерабатывающей и нефтехимич. пром-сти. *М. П. Шевченко.*

УСЛОВНОЕ ДАВЛЕНИЕ трубопровода – критерий, определяющий технич. уровень магистрального транспорта. В магистральном транспорте газа переход с давления 5,6 МПа на 7,5 МПа означал качественный скачок в технологии и оборудовании.

Термин «условное давление» (P_y) более применим к технологич. оборудованию, работающему при избыточном давлении, в т. ч. к запорной, регулирующей и предохранительной арматуре (серии 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 8,0 МПа).

УСЛОВНОЕ ТОПЛИВО – единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления разл. видов топлива.

Принято, что теплота сгорания 1 кг твердого (жидкого) У.т. (или 1 м³ газообразного) равна 29,3 МДж (7000 ккал). Для пересчета натурального топлива в условное применяется калорийный эквивалент \mathcal{E}_k , величина к-рого определяется отношением низшей теплоты сгорания конкретного рабочего топлива $\mathcal{E}_k = Q_1' / 29,3$. Перевод натурального топлива в условное производится умножением кол-ва натурального топлива на калорийный эквивалент $V_y = V_n \cdot \mathcal{E}_k$, где V_y и V_n – кол-ва условного и натурального топлив.

Значение калорийного эквивалента принимают в среднем: для нефти 1,4; природного газа 1,2; торфа 0,4; кокса 0,93.

УСЛОВНЫЙ ДИАМЕТР трубопровода – размер поперечного сечения для *магистрального газопровода*, округляемый (в мм) до ближайшей двузначной величины ($D_y = 500, 700, 1000, 1200$ и 1400 мм).

Понятие используется при проектировании трубопроводов и создании технологич. оборудования, в т. ч. *запорной арматуры* ($D_y = 1400$ мм), оборудования для очистки полости трубопровода и т. д.

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА (УКПГ) – комплекс технологич. оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отрасле-

вых (ОСТ) и государственных (ГОСТ) стандартов (рис. 1, 2). Сырьем УКПГ является природный газ газовых и газоконденсатных м-ний.

Товарной продукцией УКПГ являются: сухой газ газовых м-ний и сухой отбензиненный газ газоконденсатных м-ний (используются в качестве бытового и пром. топлива) и *газовый конденсат* (сырье для *газоперерабатывающих заводов*).

Осн. показателем качества газа, подаваемого в *магистральные газопроводы* является *точка росы* (по влаге и углеводородам). Так, для холодной климатич. зоны точка росы по влаге должна быть не выше $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а по углеводородам — не выше $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. ОСТ устанавливает также показатели, характеризующие потребительские свойства газа: *теплоту сгорания* и допустимое содержание сернистых соединений.

Нормируемыми показателями качества газа, подаваемого местным потребителям для пром. и коммунально-бытового использования, являются теплота сгорания и *Воббе число* (определяющее условия наиболее эффективного и полного сгорания газа в бытовых газогорелочных устройствах), а также интенсивность запаха.

При использовании газа в качестве *газомоторного топлива* для автомобильного транспорта осн. показателем его качества является *октановое число* (расчетное).

Газовый конденсат представляет собой смесь углеводородов (метановых, нефтяных, ароматических) широкого фракционного состава, содержащую механич. примеси, воду, соли, сернистые и др. соединения, получаемые при разделении газожидкостной углеводородной смеси. Различают нестабильный и стабильный газовые конденсаты.

Нестабильный конденсат — газовый конденсат, выделяемый из пластовых углеводородных смесей газоконденсатных и газовых м-ний и имеющий давление насыщенных паров, обеспечивающее его транспорт для дальнейшей переработки. Все компоненты нестабильного конденсата находятся между собой в состоянии фазового равновесия при давлении и темп-ре обработки сырья на УКПГ. Нестабильный конденсат частично стабилизируется (дегазируется) на *газовом промысле* и затем по *конденсатопроводу* направляется на установки стабилизации и переработки.

Осн. продуктами переработки нестабильного конденсата являются *стабильный конденсат*, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные газы, бензиновые и дизельные топлива.

Стабильный газовый конденсат получают из нестабильного конденсата путем удаления легкокипящих компонентов. Он имеет давление насыщенных паров, соответствующее требованиям ОСТ.

ОСТ устанавливает две группы стабильного конденсата: для заводских установок стабилизации конденсата и для промыслов. Они различаются между собой содержанием нормируемых примесей



Рис. 1. Установка комплексной подготовки газа на Уренгойском месторождении.

(воды, механич. примесей, хлористых солей и т. д.). Давление насыщенных паров для обеих групп составляет $66,7\text{ кПа}$. Стабильный конденсат является сырьем для дальнейшей глубокой переработки.

ШФЛУ используются в качестве сырья нефте-, газоперерабатывающих и нефтехимич. предприятий. Установлены три марки ШФЛУ, отличающиеся содержанием углеводородных фракций C_1-C_2 , C_3 и C_4-C_5 .

Сжиженные природные газы используются как топливо и подразделяются на след. группы: газы сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления (ПТ — пропан технич., СПБТ — смесь пропана и бутана технич., БТ — бутан технич.); *сжиженные углеводородные газы*, поставляемые на экспорт; сжиженные углеводородные газы, используемые в качестве моторного топлива для автомоб. транспорта (ПА — пропан автомоб., ПБА — пропан-бутан автомоб.).



Рис. 2. Фрагмент технологической установки комплексной подготовки газа к транспорту (Касимовское ПХГ).

Контроль за товарными кондициями природного газа, подаваемого в магистральный газопровод, и газового конденсата осуществляется непрерывно с автоматич. регистрацией показателей качества, устанавливаемых нормативными документами.

Выбор технологич. процессов подготовки газа и оборудования, входящего в состав УКПГ, зависит от компонентного состава *пластового газа*, содержания в нем конденсирующихся углеводородов, неуглеводородных газов, воды и механич. примесей, а также динамики изменения во времени термодинамич. параметров добываемого сырья, использования товарной продукции, климатич. условий добычи и транспорта газа.

Промысловая обработка газа на УКПГ представлена след. типовыми технологич. процессами: абсорбционная или адсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация или абсорбция и масляная абсорбция (с использованием в качестве абсорбента стабильного конденсата для дизельного топлива).

На газовых м-ниях, где подготовка газа заключается в его *осушке*, используются абсорбционный или адсорбционный процессы.

На газоконденсатных м-ниях для осушки и выделения легкоконденсирующихся углеводородов используются *низкотемпературная сепарация* (НТС), низкотемпературная абсорбция или *низкотемпературная масляная абсорбция*. Простейшей из них является НТС с применением дроссель-эффекта для получения холода в начальной стадии эксплуатации м-ния и турбодетандеров — расширительных холодильных машин (подробно см. в ст. *Детандер*) на более поздних стадиях разработки м-ния, когда дроссель-эффект не обеспечивает требований ОСТ по качеству газа. В каждом конкретном случае выбор способа подготовки определяется в результате технико-экономич. обоснования.

В состав УКПГ входят: блок предварительной очистки (сепарации); технологич. установки очистки, осушки и ох-

лаждения газа, *дожимные компрессорные станции*, а также вспомогательные системы производств. назначения (операторная, площадки с установками средств связи, электро-, тепло- и водоснабжения, *электрохимической защиты*, пожаротушения, резервуарный парк хранения *диэтиленгликоля* или *триэтиленгликоля*, стабильного и нестабильного конденсата, сжиженного газа, дизельного топлива, склад химич. реагентов и т. д.).

Блок входной сепарации обеспечивает отделение от газа капельной влаги, жидких углеводородов и механич. примесей. В состав блока входят сепараторы и фильтр-сепараторы (подробно см. в ст. *Газовый сепаратор*).

Дожимные компрессорные станции вводятся в состав УКПГ для обеспечения рабочих параметров технологии *промышленной обработки* газа и поддержания давления подачи газа в магистральный газопровод. Они располагаются перед или после установок технологич. подготовки газа. Для снижения темп-ры компримированного газа после дожимной станции устанавливаются аппараты воздушного охлаждения (АВО).

Процесс подготовки газа на УКПГ начинается с его промышленного сбора. Сырой пластовый газ собирается в общий коллектор и поступает в блок предварительной очистки, далее – в дожимную компрессорную станцию (если это необходимо для поддержания рабочих параметров) и затем, в зависимости от принятой технологии, на установку абсорбционной или адсорбционной осушки или низкотемпературной сепарации (абсорбции).

Подготовленный в соответствии с требованиями нормативной документации газ при необходимости компримируется на дожимной станции, охлаждается в АВО и через замерный узел подается в межпромысловый коллектор либо на головную компрессорную станцию магистрального газопровода.

УКПГ включает в себя неск. технологич. линий, оснащенных типовым оборудованием. Одна из линий является резервной (для проведения технич. обслуживания, ремонтных работ без снижения производительности установки). Проектная производительность технологич. линии по газу составляет 1, 3, 4, 5, 10 млн. (нормальных) м³/сут. Для небольших м-ний производительность технологич. линии по газу составляет 30, 100, 300 и 800 тыс. нормальных м³/сут. Все технологич. линии комплектуются типовым оборудованием.

В связи с интенсивным освоением м-ний Крайнего Севера наблюдается тенденция укрупнения УКПГ за счет увеличения кол-ва и производительности технологич. линий. Разрабатывается оборудование производительностью 15 млн. м³/сут.

В состав установки *абсорбционной осушки* входят абсорберы, сепараторы или *многофункциональные аппараты, установки регенерации гликоля* (обычно одна на неск. технологич. линий). При необходимости установка дополняется блоком регенерации метанола.

Технологич. линии с *адсорбционной осушкой* комплектуются сепараторами, адсорберами, подогревателями газа регенерации, компрессорами.

При подготовке газа способом НТС технологич. линии оснащаются сепараторами I степени, узлом впрыска в поток газа *ингибитора гидратообразования* (метанола или диэтиленгликоля), рекуперативными теплообменниками (см. в ст. *Теплообменные аппараты*), *газовыми эжекторами*, турбодетандерами или др. холодильными машинами, низкотемпературными сепараторами, разделителями газового конденсата и воды.

Подготовка газа способом низкотемпературной абсорбции осуществляется на базе установки НТС с добавлением абсорбционной колонны или заменой низкотемпературного сепаратора абсорбером-сепаратором.

При использовании масляной абсорбции технологич. линии комплектуются сепараторами, абсорбционной колонной или абсорбером-сепаратором, установкой регенерации абсорбента. Для обеспечения требуемого качества газа установки масляной абсорбции дополняются установкой осушки газа.

Упр-ние установками ведется с центр. диспетчерского пункта, где сосредоточены все осн. контрольно-регулирующие приборы, обеспечивающие работу установок в автоматич. режиме.

Более глубокая обработка газа, чем предусматриваемая требованиями ОСТа на качество подаваемого в магистральный газопровод, определяется потребностями рынка и осуществляется на газоперерабатывающих заводах. В этом случае доминирующее значение при определении качества товарных продуктов приобретают требования его потребителей.

Лит.: Гриценко А. И., Истомин В. А., Кульков А. Н. и др., Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России, М., 1999; Бекиров Т. М., Ланчаков Г. А., Технология обработки газа и конденсата, М., 1999. *Н. М. Булатова.*

УСТАНОВКА РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЕЙ – предназначена для удаления влаги

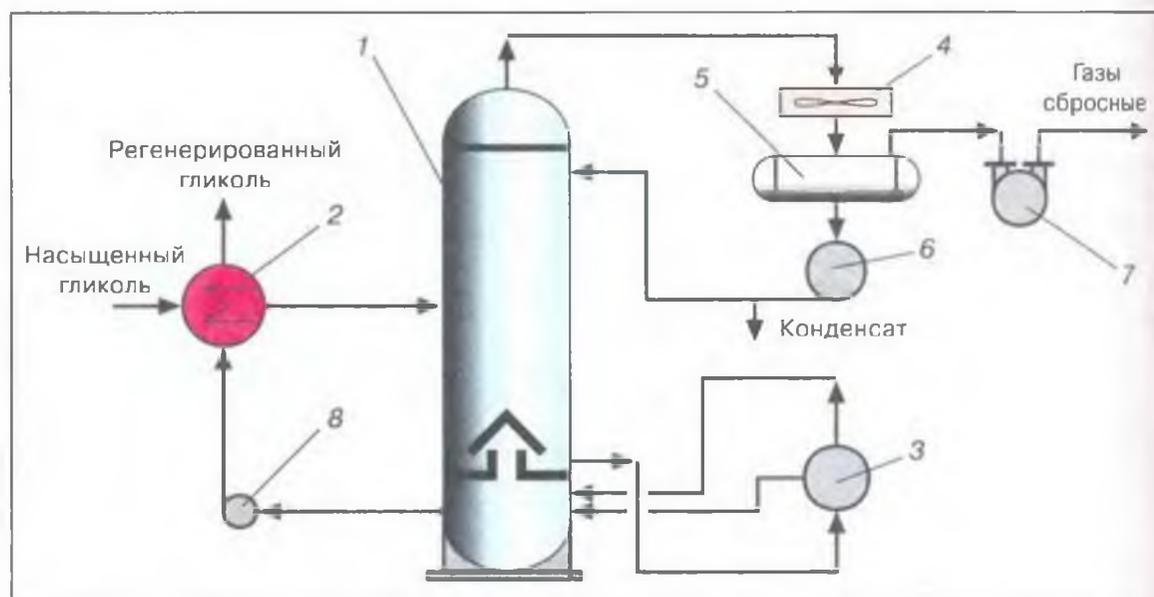
из абсорбента, прошедшего технологич. процесс осушки газа. Работая в составе *установки комплексной подготовки газа*, У. р. г. позволяет многократно использовать абсорбент для проведения процесса.

Типовая схема У. р. г. представлена на рис. Насыщенный гликоль поступает в теплообменник (2), где подогревается за счет тепла регенерированного гликоля, поступающего с низа десорбера (1). Затем раствор поступает в десорбер для извлечения влаги. Низ десорбера соединен с источником нагрева (3), где раствор нагревается за счет тепла водяного пара, промежуточного теплоносителя или огневого подогрева.

Водяные пары и растворенный в *гликоле* газ поступают в конденсатор-холодильник (4). Водяной пар конденсируется, и образовавшийся конденсат собирается в емкость (5), откуда он частично подается на верх десорбера в качестве орошения, а избыток конденсата отводится. Несконденсировавшиеся газы выводятся на факел.

Существ. влияние на процесс *осушки* газа оказывает глубина регенерации абсорбента. При требуемой концентрации регенерируемого гликоля 96,0–97,5% масс. применяется У. р. г. при давлении, близком к атмосферному. Для получения более концентриров. растворов 98,0–99,95% масс. необходимо использовать вакуум (давление 53–80 кПа), газ отдувки или азеотропную (нераздельнокипящую) смесь. Вакуумирование У. р. г. обеспечивается эжекторами или вакуумными насосами. Газ отдувки подается в точку выхода регенерирув. гликоля из подогревателя с целью понижения парциального давления паров воды над раствором гликоля. Добавка в испарительную емкость подогревателя толуола, изоктана, бензина-растворителя, газоконденсата для образования азеотропной смеси позволяет довести концентрацию гликоля до 99,99% масс.

По способу нагрева гликолей различают паровую, огневую и с нагревом промежуточными теплоносителями У. р. г.



Принципиальная схема установки регенерации гликолей: 1 – десорбер; 2 – теплообменник; 3 – источник нагрева; 4 – конденсатор-холодильник; 5 – емкость орошения; 6 – насос орошения; 7 – вакуум-насос или эжектор; 8 – насос.

Самым распространенным способом нагрева является паровой. Использование водяного пара началось в быв. СССР в 1950-е гг. Осн. достоинства паровой регенерации: режим процесса, исключаящий термич. разложение гликоля, высокий КПД (до 0,87) и миним. пожароопасность; недостатки – невозможность перевода действующих установок осушки с диэтиленгликоля на триэтиленгликоль, высокая металлоемкость и большие эксплуатационные затраты.

В 1970-х гг. разработаны и начали эксплуатироваться У.р.г. с огневым нагревом гликолей: наиболее распространенный нагревательный элемент – жаровые трубы со встроенной газовой горелкой. Такой способ нагрева значительно снизил эксплуатационные затраты и уд. металлоемкость, но появились негативные явления: повышенное разложение гликолей и пожароопасность при локальном перегреве жаровой трубы.

В 1980-х гг. для ускоренного обустройства Ямбургского месторождения разработаны внедрены блок огневой регенерации гликолей повышенной единичной мощности на базе цилиндрич. трубчатой печи. Насыщенный гликоль циркулирует внутри змеевика, к-рый нагревается пламенем газовой горелки.

В зоне конвективного нагрева, где образывалась паровая фаза, наблюдался перегрев гликоля. Этот недостаток был устранен переводом работы подогревателя в режим однофазного нагрева гликоля. Время пребывания гликоля в змеевике меньше, чем в установке с жаровой трубой, что снижает вероятность его термич. разложения. Достоинство – повышенная единичная мощность установки (до 35 м³/ч), при КПД 0,82. Недостаток – возможность разложения гликоля при прекращении циркуляции или заметном снижении нагрузки и большая трудоемкость очистки внутр. поверхности змеевика.

В те же годы впервые в мировой практике в газовой отрасли России для У.р.г. был разработан и внедрен подогреватель гликолей с термосифонами, заполненными промежуточным теплоносителем (вода, водно-спиртовой раствор, дифенил). Нагревательный элемент (термосифон) обеспечивает передачу больших уд. тепловых потоков при миним. перепадах темп-р и равномерное температурное поле по всей его длине. Это позволило нагревать гликоль в режиме, аналогичном паровому.

Применение У.р.г. с термосифонами позволяет исключить потери гликоля от термич. разложения, снизить уд. металлоемкость более чем в 2 раза, обеспечить миним. пожароопасность.

Оси. направления совершенствования технич. уровня У.р.г.: повышение надежности систем контроля и регулирования технологич. параметров установок с огневым нагревом; переход на конструкцию с термосифонами либо жидкофазный режим течения гликоля в трубчатых печах.

Правильность выбранного направления подтверждает многолетняя пром. экс-

плуатация У.р.г. с термосифонами на Елшанской станции подземного хранения газа. При этом макс. теплопроизводительность подогревателя гликолей может быть до 2,5 МВт, макс. производительность по подогреваемой жидкости в одном аппарате 1–20 м³/ч. Теплоносителем является водно-спиртовой раствор или вода. КПД этих установок достигает 82%.

Простота конструкции подогревателя позволяет изготовить его на любом машиностроительном заводе. У.р.г. с термосифонами 3-го поколения проходит опытно-пром. испытания на Ямбургском месторождении.

Лит.: Жданова Н.В., Халиф А.Д., Осушка природных газов, М., 1975; Сироткин А.М., Сун А.М., Кашицкий Ю.А., Гавриков И.К., Подогреватель жидкости с термосифонами, «Химическое и нефтяное машиностроение», 1995, № 12; Энергосберегающие технологии при добыче природного газа (под ред. Гриценко А.И.), М., 1996.

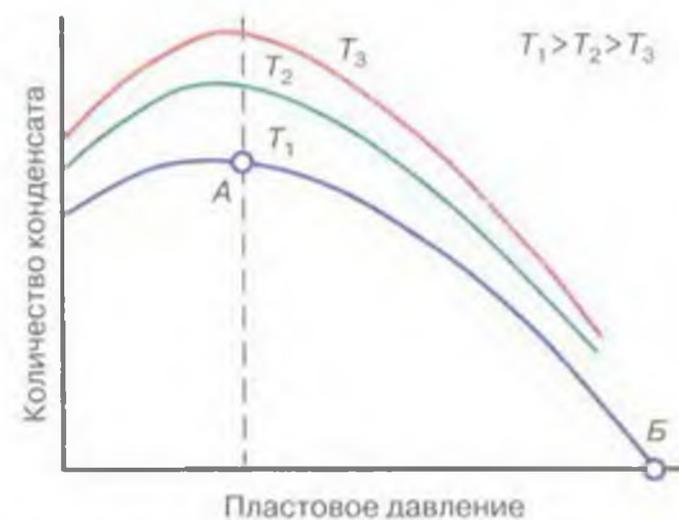
А.М. Сун.

УСТАНОВКА ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ PVT – устройство для исследования фазового состояния и поведения пластовых углеводородных систем при моделировании разработки газоконденсатной залежи. Как правило, состоит из камеры высокого давления (т.н. бомба PVT), сепаратора, поршневой поджимки, насоса и др.

При исследовании фазового состояния углеводородных систем в бомбе PVT комбинируются пробы газа и конденсата, отобранные на промысле в пропорциях, отвечающих соотношениям этих фаз в пластовых условиях, затем создают пластовые условия по давлению и темп-ре, включают мешалку для установления фазового равновесия. При этом возможны два варианта: полное растворение жидкой фазы в газе; часть жидкой фазы не растворяется в газе.

После определения фазового состояния газоконденсатной системы в пластовых условиях снимают изотермы конденсации: для одной и той же темп-ры при 6–7 значениях давления определяют кол-во выпавшего из газовой фазы неустойчивого конденсата и стабильного конденсата (см³/м³ или г/м³) и строят изотермы конденсации (рис.).

Давление в точке А изотермы соответствует давлению максимальной конденса-



ции для данной системы при данной темп-ре. Давление в точке Б соответствует давлению начала конденсации.

При исследованиях газоконденсатной системы в бомбе PVT процессы конденсации осуществляют: снижением давления путем увеличения объема, при этом состав газоконденсатной системы остается неизменным (т.н. контактная конденсация); снижением давления при неизменном объеме путем выпуска из бомбы газа, а состав газоконденсатной системы изменяется (т.н. дифференциальная конденсация). В основе лабораторных исследований потерь конденсата при разработке залежи на режиме истощения лежит дифференциальная конденсация.

На установках PVT определяются также др. характеристики газоконденсатных систем: изменение кол-ва конденсата, выделяющегося из газа в зависимости от снижения давления в пласте за весь срок разработки м-ния; изменение состава конденсата и газа по мере снижения давления; значение коэф. сверхсжимаемости (поправки на реальные газы) и др.

В ряде случаев термодинамич. исследования на установках PVT обеспечивают определение пластового давления, типа залежи, запасов газа и конденсата.

В.В. Юшкин.

УСТОЙЧИВОСТЬ ЗАБОЯ скважины – условие стабильного функционирования скважины как горн. выработки. Зависит от механич. свойств горн. пород, коллекторских свойств пласта, наличия в продуктивном разрезе глинистых материалов. Определяется горным давлением и пластовым давлением, а также пластовой депрессией. Предельная депрессия, превышение над к-рой приводит к разрушению горн. пород, зависит от характера напряженно-деформационного поля в призабойной зоне и, как правило, уменьшается при падении пластового давления.

У.з. газовой скважины резко снижается при появлении в продуктивном разрезе пластовой воды.

Разрушение призабойной зоны может приводить к обвалам, выносу частиц пород на забой скважины и по стволу на поверхность, образованию песчано-глинистых пробок на забое и эрозии скважинного оборудования (клапанов, труб, задвижек и т.д.).

Предельные депрессии и соответствующие им предельно допустимые дебиты газовых скважин устанавливаются в результате геомеханич. исследований скважины с применением газодинамических методов исследования и лабораторных исследований.

Эти исследования включают: отбор и определение физико-механич. свойств горн. пород в лабораторных условиях; проведение промыслово-геофизич. исследований в спец. опытно-экспериментальных скважинах; проведение газодинамич. исследований скважины с фиксацией выноса механич. примесей; построение геомеханич. модели У.з. и установление ее адекватности фактич. данным.

Для предотвращения смятия обсадных колонн при просадках применяют спец. конструкции скважин, составы цементных растворов и технологии цементирования.

С целью выбора научно обоснованного технологического режима эксплуатации скважины в период пром. разведки м-ния и его опытно-пром. эксплуатации (ОПЭ) на базовых газовых скважинах проводят спец. комплекс геомеханических исследований У.з. Этот комплекс предназначен для установления эмпирико-аналитич. соотношений с целью оценки предельно допустимых депрессий дебитов скважины в зависимости от пластовых давлений. Он позволяет: в период проектирования ОПЭ – изучить эффективность разл. конструкций забоя и рекомендовать наиболее рациональные конструкции и технологич. режимы эксплуатации; в период ОПЭ – изучить опыт эксплуатации скважины и внести коррективы в конструкцию забоя и технологич. режим эксплуатации; в период проектирования разработки – использовать компьютерный блок расчета предельных депрессий для установления технологич. режимов эксплуатации проектных скважин; при вводе новых скважин в эксплуатацию на основе результатов промыслово-геофизич. исследований устанавливать предельные добычные возможности каждой скважины.

Лит.: Стрижов Н. И., Ходанович И. Е., Добыча газа, М.-Л., 1946; Зотов Г. А. и др., Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах, М., 1987; Гриценко А. П. и др., Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа, М., 1992; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996.

Г. А. Зотов.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ВВОДА МЕТАНОЛА в полость трубопровода – цилиндрич. сосуд (емкость), рассчитанный на рабочее давление газа, с трубопроводной обвязкой и запорной арматурой. Назначение устройства – ввод в полость газопровода метанола с целью предотвращения образования в газопроводе пробок из газовых гидратов. Входит в линейную часть.

Периодичность и сроки ввода его в полость газопровода определяются диспетчерской службой магистрального газопровода исходя из анализа гидравлич. режима его работы.

УСТЬЕВОЕ ДАВЛЕНИЕ – давление в верх. точке скважины, на ее устье; измеряется манометрами устьевой арматуры. Различают статич. и динамич. У.д.

Статическое У.д. замеряется в остановленной скважине и зависит от пластового давления, глубины скважины и плотности заполняющей ее среды. Оно численно равно разности пластового давления и давления столба жидкости от устья до пласта. Динамическое У.д. измеряется в действующей скважине, зависит от тех же параметров, что и статическое, и кроме того, от дебита скважины или расхода нагнетательного агента, а также от давления в трубопроводе у скважины и перепада давлений в запорно-регулирующих органах устьевой арматуры. Избыточное У.д. по отношению к атмо-

сферному может достигать 100 МПа и более (в газовых скважинах, при гидро-разрыве пласта).

УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ газовой скважины – арматура для подачи газа из ствола скважины в газосборные сети, подвески фонтанных груб, герметизации обсадных колонн и их обвязки, а также контроля и регулирования режима работы скважины. Включает (сверху вниз): фонтанную арматуру, трубную и колонную головки, предназначенные для обеспечения герметичности пространств между обсадными колоннами в приустьевой части скважины, защиты обсадных колонн от воздействия добываемого флюида, контроля и упр-ния его потоком, подвески насосно-компрессорных труб (НКТ).

У.о. состоит из 3 частей: фонтанной арматуры, трубной и колонной головки.

Фонтанная арматура, или фонтанная елка, является верх. составной частью У.о. Она предназначена для освоения, закрытия, контроля и регулирования технич. режима работы скважины.

В зависимости от условий эксплуатации фонтанная арматура изготавливается: для умеренного, умеренно-холодного и холодного климата; для газа и конденсата с содержанием в газе агрессивных компонентов (в % об.) – H_2S и CO_2 каждого до 0,003 и до 6; CO_2 до 6; H_2S и CO_2 до 25. Типовые схемы, осн. параметры и технич. требования к конструкции фонтанных арматур регламентированы

ГОСТом, согласно к-рому они подразделяются по типовым схемам фонтанных елок (рис. 1, а).

Фонтанная арматура с пробковыми кранами (рис. 1, б) на рабочее давление 14 МПа изготавливается по схемам 1, 3 и 5, комплектуется нерегулируемым быстрозъемным дросселем.

Фонтанная арматура на рабочее давление 21 МПа изготавливается по схеме 6, оснащается прямооточными задвижками с одно- и двухпластинчатым шибером с ручным и пневматич. приводами, а также угловым регулируемым дросселем.

Имеются многочисленные конструкции фонтанных арматур, основные параметры к-рых должны соответствовать указанным в табл.

Таблица. Основные параметры фонтанных арматур

Ствол елки	Условный проход, мм		Рабочее давление, МПа
	Боковые отводы елки	Боковые отводы трубной головки	
50	50	50	
65	50, 65		14, 21, 35, 70, 105
80	50, 65, 80	50, 65	
100	65, 80, 100		14, 21, 35, 70, 105, 140
150	100		21

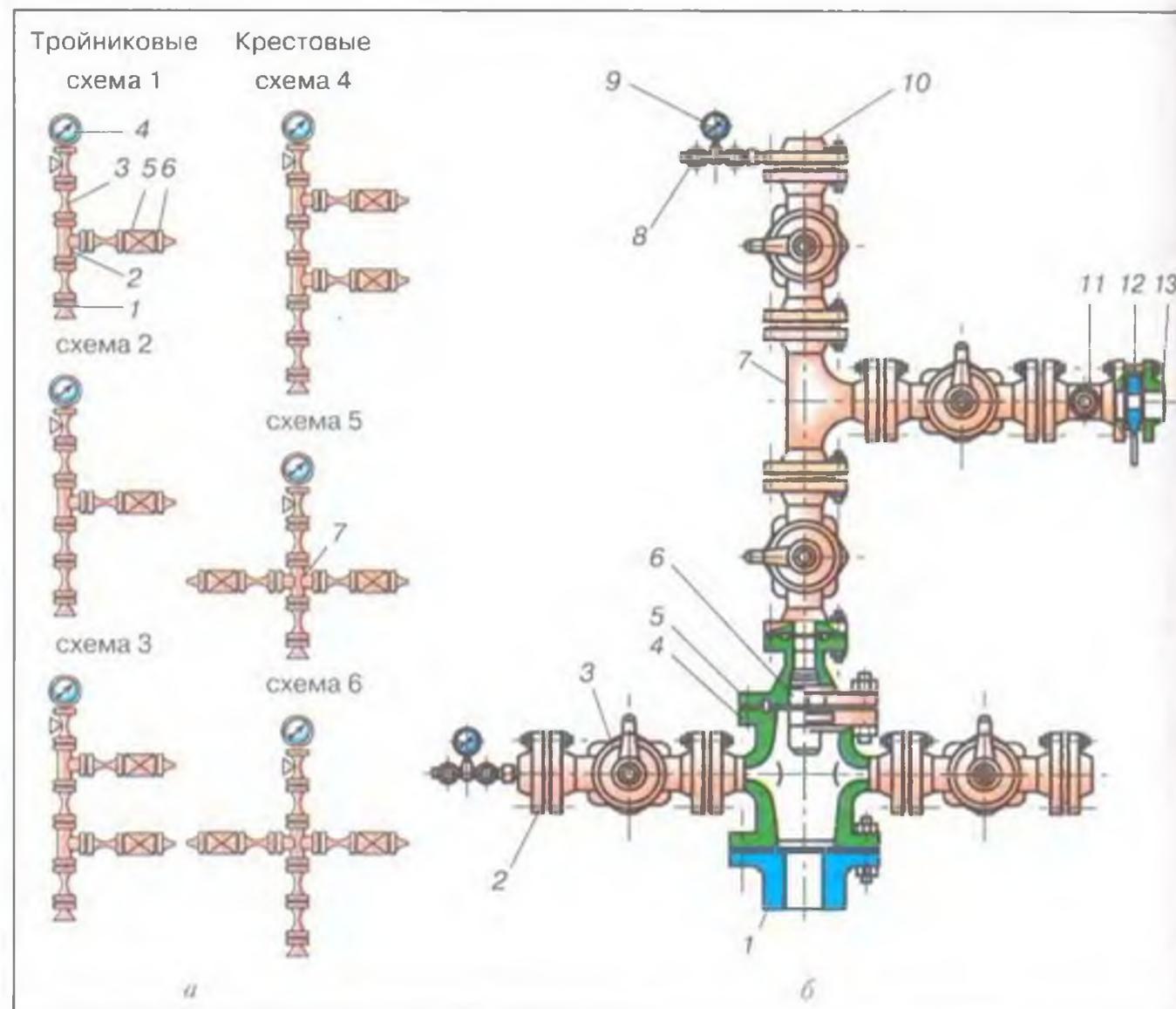


Рис. 1. Устьевое оборудование: а – типовые схемы фонтанных елок (1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель; 6 – ответный фланец; 7 – крестовина); б – фонтанная арматура АФК1 – 65 × 14 (1 – колонный фланец; 2 – боковой буфер; 3 – кран; 4 – корпус трубной головки; 5 – стволовая катушка; 6 – патрубок; 7 – тройник; 8 – запорный игольчатый вентиль; 9 – манометр; 10 – верхний буфер; 11 – переводная катушка; 12 – штуцер; 13 – фланец).

Пример условного обозначения фонтанной арматуры: АФ6А-80/65×70 (арматура фонтанная по типовой схеме 6, с автоматич. упр-нием, условный проход ствола 80 мм, боковых отводов – 65 мм, рабочее давление 70 МПа).

Задвижка (рис. 2, а) является запорным элементом фонтанной арматуры для газовых, нефтяных и др. скважин. При обслуживании 1 раз в год обеспечиваются легкое открытие и закрытие задвижки вручную (до 600–800 циклов) вращением маховика и штока (5), с поступательным движением шибера (4) в седлах (3), оснащенных тефлоновыми кольцами. Легкость в упр-нии и герметичность конструкции обеспечиваются с помощью аксиальных подшипников и сальниковых уплотнений в крышке (2), прокладок в корпусе (1), уплотнением «металл по металлу» между крышкой и выступом штока, системой контрольных и смазочных устройств.

Трубная головка НКТ (рис. 2, в) служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонией и фонтанными трубами. Она представляет собой ср. часть У. о. скважины, на к-рой устанавливается фланцевый переводник к фонтанной елке, а также вторичное верх. уплотнение (5) эксплуатационной колонны. Боковые отводы в корпусе трубной головки позволяют производить проверку и снижение (при необходимости) давления межтрубного пространства, операции по освоению и глушению скважины и т. д.

Корпус трубной головки (1) закрепляется на нижерасположенной колонной головке с помощью фланца (9) после предварительной установки вторичного уплотнения (5). С помощью шпилек в се корпусе крепятся запорные задвижки (3) к отводам из межтрубного пространства скважины. Утечка газа в атмосферу и в затрубное пространство предупреждается за счет металлич. колец на верх. и боковых фланцах, вторичного уплотнения (5) и устройств (6) для периодич. нагнетания смазки в уплотнительные элементы.

Трубная головка и подвеска (2) предназначены для обвязки колонны НКТ (ниж. резьбой), первичного уплотнения межтрубного пространства, а также для установки и при необходимости смены фонтанной елки, ее опрессовки и т. д.

Колонная головка (рис. 2, б) служит для обвязки эксплуатационной и технич. колонны, вторичного уплотнения технич. колонны (3), а также для контроля межколонного давления. К верх. фланцу ее корпуса (1) присоединяется ниж. фланец корпуса трубной головки, а к ниж. фланцу (4) – корпус ниж. колонной головки, обвязывающей технич. колонну с ее вторичным уплотнением (3). К боковому фланцу (5) шпильками присоединяется задвижка (6), закрытая снаружи буфером (7). Другой боковой отвод соединяется через резьбовой фланец (8) с игольчатым вентилем (9) под манометр.

Герметизация колонной головки достигается за счет металлич. колец на флан-

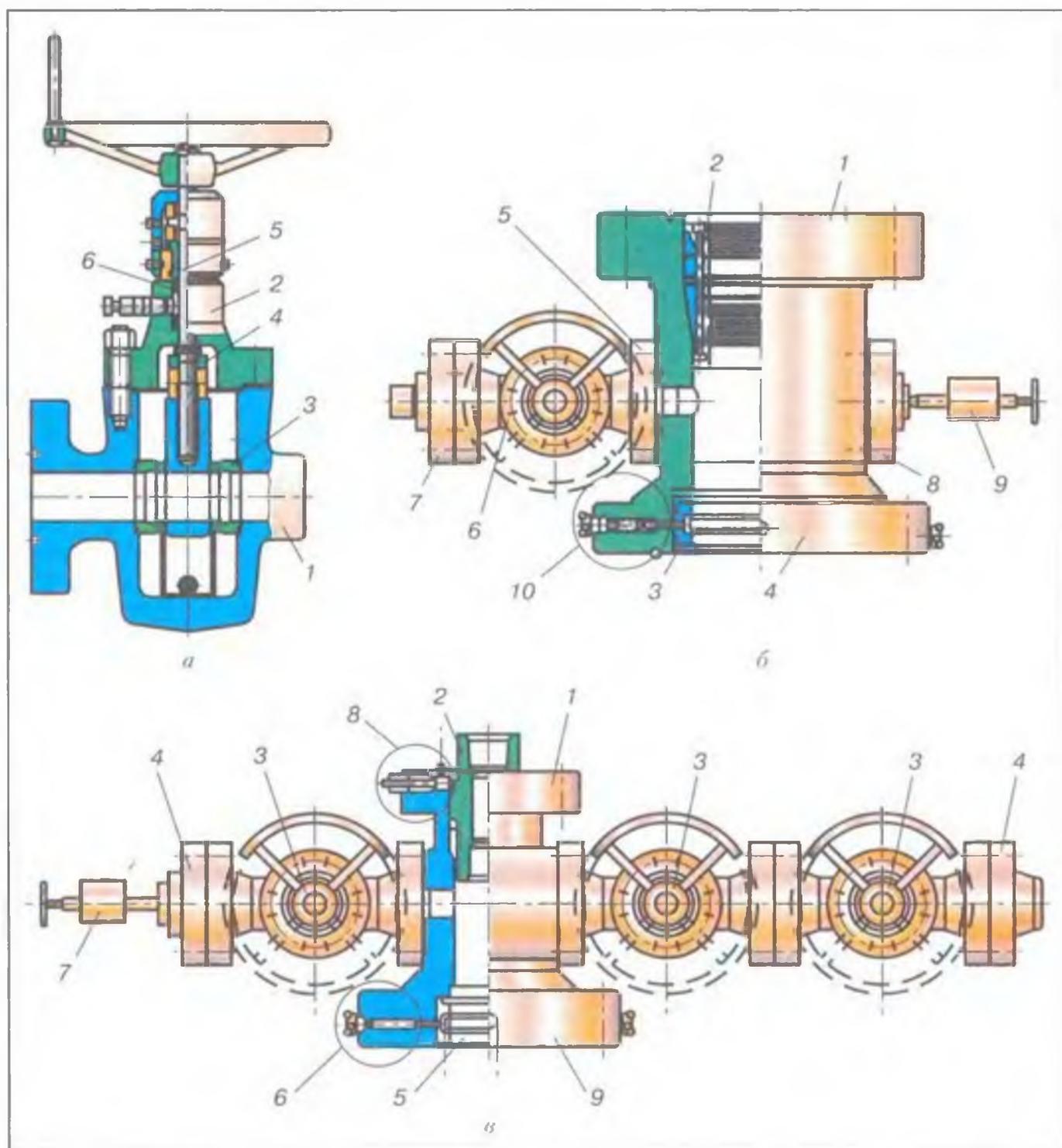


Рис. 2. Устьевое оборудование: а – задвижка (1 – корпус; 2 – крышка; 3 – седло; 4 – шибер; 5 – шток; 6 – сальниковое уплотнение); б – колонная головка с оснасткой (1 – корпус головки; 2 – клинья обсадной трубы; 3 – вторичное уплотнение; 4, 5, 8 – соответственно нижний, боковой и резьбовой фланцы; 6 – задвижка; 7 – буфер; 9 – игольчатый вентиль; 10 – устройство для нагнетания смазки); в – трубная головка с оснасткой (1 – корпус трубной головки; 2 – адаптер для насосно-компрессорных труб; 3 – задвижка; 4 – фланцы; 5 – вторичное уплотнение; 6 – устройство смазки; 7 – игольчатый вентиль; 8 – стопорные болты с уплотнением; 9 – фланец).

цах, уплотнительного кольца на клиньях (2) крепления эксплуатационной колонны, вторичного уплотнения технич. колонны (3) и устройств (10) для нагнетания смазки под давлением в уплотняемые полости.

В. С. Смирнов.

УТЁЧКИ ГАЗА на ПХГ, см. *Перетоки газа*.

УТИЛИЗАЦИЯ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ воздушной среды – извлечение и хозяйственное использование *загрязняющих веществ*, содержащихся в пром. и коммунальных выбросах и представляющих самостоятельную ценность как вторичное сырье, топливо и др.

Анализ объемов *потерь* газа на крупнейших м-ниях России показал, что наибольший уд. вес имеют потери при освоении и испытании скважин. Утилизация газа (как загрязнителя воздушной среды) на скважинах – это прежде всего преобразование газа в состояние, допускающее его транспортировку от скважины, накопление и его коммерч. реализация.

При испытании скважин газ используется для произ-ва электроэнергии для собств. нужд, заправки автотранспорта, сжижения газа.

Известны методы *испытаний газовых скважин* с подачей газа в газопровод, экспресс-методы, направленные на сокращение времени продувок скважин. Газ и конденсат поступают из одной или группы скважин в гидроциклоны, где происходит отделение конденсата от газа. При этом очищенный газ поступает через патрубки в высоконапорный коллектор, а конденсат – в низконапорный трубопровод. Конденсат сливается в емкость, а газ поступает в струйный насос и из него в высоконапорный газосборный коллектор к потребителю.

Использование специального коллектора при газогидродинамических исследованиях скважин позволяет проводить их изучение без выпуска газа в атмосферу. Такой коллектор успешно прошел испытания в полевых условиях С. Тюмен-

ской обл. при темп-ре окружающей среды от -40 до 40 °С.

В газовой отрасли используется также технология утилизации газа продувки скважин с применением закрытой емкости, к-рая может быть сооружена в залежах, склонных к интенсивному кавернообразованию на глуб. до 150 м от поверхности земли и способна обеспечить закрытую систему сбора газа при освоении скважины. При этом используется индивидуальный шлейф от каждой скважины куста.

В целях утилизации газа продувки скважин применяется комплекс *устьевого оборудования* для раздельного сбора газа в жидкости в комплексе с передвижными компрессорными установками. При продувке скважин газ закачивают в промысловый трубопровод, а при его отсутствии – обратно в пласт.

Для более полной утилизации конденсата в небольших объемах в местах его неостоянной добычи и при отсутствии централизов. сбора и транспорта конденсата на перерабатывающем заводе используются передвижные *малогабаритные установки* получения моторных топлив на месте. Такие установки могут периодически перерабатывать в разных районах накапливаемый в сборных емкостях конденсат в моторное топливо.

В зависимости от свойств исходного сырья малогабаритные установки вырабатывают товарную продукцию, полностью соответствующую требованиям действующих стандартов. Кроме указанных нефтепродуктов на них вырабатываются также растворители, осветительный керосин, реактивное топливо и пр. Установки экологически чистые, т. к. при эксплуатации не используются вода и водяной пар в технологич. целях, поэтому на установках не образуются жидкие углеводородсодержащие отходы. Незначительное кол-во газовых сдувок обезвреживается сжиганием на *факельных установках*.

Для решения проблемы утилизации газа разгазирования конденсата на стадии *компрессорной эксплуатации* разработана новая технология возврата газа разгазирования при помощи эжекторов на прием *дожимной компрессорной станции*. Газ разгазирования эжектируют высоконапорным газом, а смесь подвергают *низкотемпературной сепарации*. Передвижные компрессорные установки могут использоваться для утилизации газа при опорожнении шлейфов, промысловых коллекторов и *магистральных газопроводов*.

Разработаны схемы утилизации газа, сбрасываемого при пусках и остановках *газоперекачивающих агрегатов*. Если к существующей на эксплуатируемых компрессорных станциях свечевой обвязке, по к-рой газ после раскрутки турбодетандера выбрасывается в атмосферу, подключить аккумуляющую емкость, то газ после турбодетандера направляется потребителю.

Применение на *компрессорных станциях* систем вторичного использования

газа, сбрасываемого при остановках газоперекачивающих агрегатов, позволяет утилизировать газ, находящийся во внутр. полости и обвязочных трубопроводах нагнетателя, после отключения последнего от газопровода.

Сбрасываемый по трубопроводам подводам газ попадает в подводящий коллектор, направляется в сепарирующее устройство, где отделяется влага и механич. примеси. Очищенный газ направляется в аккумуляющую емкость, откуда периодически отбирается работающим дожимным компрессором на собств. нужды компрессорной станции и близлежащих потребителей или возвращается в зависимости от давления во всасывающий или нагнетательный коллекторы компрессорного цеха.

Технология утилизации факельных газов включает сбор газов, подготовку, сжатие до давления, обеспечивающего конденсацию осн. массы компонентов, разделение сконденсиров. газов на фракции и отпуск их потребителю. В большинстве случаев технологич. процесс на газоперекачивающих заводах ограничивается 2-ступенчатым сжатием компонентов факельного газа, к-рые затем поступают в соответствующие технологич. установки. Типичный состав факельных газов (в %): топливный газ не менее 20–30, пропан-бутановая фракция 35–40, газовый бензин 10–40. Для возврата факельных газов в технологич. цикл газоперекачивающих заводов разработана и внедрена установка на базе винтовых компрессоров.

Л. В. Шарихина.

УЧЁТ РАСХОДА ГАЗА – система организованного наблюдения и количественного измерения газа при его перемещении от одного хозяйств. субъекта к другому при постоянном мониторинге физич. свойств и химич. состава природного газа.

Газ как основной вид топлива в быту, коммунальном хоз-ве, пром-сти и сельском хоз-ве подлежит тщательному учету. С этой целью по технологич. цепочке движения природного газа от скважины до конечного потребителя между газодоб., газотранспортными, газораспределительными организациями размещают хозрасчетные пункты замера газа. В городских, поселковых и сельских системах газораспределения узлами учета газа должны быть оборудованы все коммунальные, пром. и сельские предприятия, а также вновь газифициров. жилые дома.

Количеств. мерой газопотребления является расход газа – кол-во газа, протекающего через данное сечение в единицу времени. Расход газа измеряют в $\text{м}^3/\text{ч}$. Расход характеризует пропускную способность газопроводов, оборудования, газопользующих установок, к-рая является характеристикой производств. мощности. На практике для расчетов между поставщиками и потребителями важно знать кол-во газа, поданного за любой промежуток времени (напр., за сутки или месяц). Объемы газа, измеренные счетчиком при текущих рабочих темп-рах, давлении, *плотности* газа, пересчитывают

на *нормальные условия* или *стандартные условия*.

Приведение измеренного расхода к стандартным условиям производится по формуле:

$$Q_0 = Q_p \frac{(P_{ат} + P_p) T_0}{P_0 \cdot T_p \cdot Z}$$

где Q_0 – расход газа при стандартных условиях ($t = 20$ °С, $P = 0,1013$ МПа); Q_p – расход газа при рабочих условиях (по показаниям расходомера); $P_{ат}$ и P_p – соответственно барометрич. давление воздуха и избыточное рабочее давление газа; P_0 – нормальное атм. давление; T_0 и T_p – соответственно нормальная темп-ра и темп-ра газа при рабочих условиях, К; Z – коэф. сжимаемости газа.

Для коммерч. измерения расхода и кол-ва газа используют счетчики и расходомеры, к к-рым предъявляются след. требования.

Высокая точность измерения – одно из осн. требований. Раньше погрешность измерения 2–2,5% считалась нормальной и достаточно удовлетворительной для коммерч. учета, теперь все чаще требуется иметь погрешность не более 0,5–1%. Повышение точности достигается как за счет разработки приборов, основанных на применении новых методов (ультразвуковых, вихревых и др.), так и за счет совершенствования классических технич. измерений. Так, напр., метод переменного перепада давления является одним из осн. для измерения больших потоков газа (до 360 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$) и допускает погрешность измерения до 5%. Снижение погрешности в расходомерах с сужающими устройствами достигается за счет применения износоустойчивых диафрагм, нового поколения датчиков давления, перепада давления и темп-ры, вычислительных комплексов для автоматич. проведения расчетов.

Надежность – также одно из гл. требований, предъявляемых к расходомерам и счетчикам газа. Осн. показатель надежности – время, в течение к-рого прибор сохраняет работоспособность и достаточную точность. Это время зависит от устройства прибора, его назначения и условий применения. Приборы учета газа, узлы и детали к-рых в процессе измерения находятся в движении, имеют меньший срок службы, чем у расходомеров, работающих без движущихся частей.

Независимость результатов измерения от изменения плотности вещества особенно важна при измерении расхода газа, плотность к-рого сильно зависит от давления и темп-ры. В большинстве случаев необходимо иметь устройства, автоматич. корректирующие показания приборов при изменении темп-ры или давления измеряемого газа.

Быстродействие прибора, определяемое его хорошими динамич. характеристиками, необходимо прежде всего при измерении быстро меняющихся расходов, а также в случае включения прибора в систему автоматич. регулирования. Быстродействие большинства расходомеров

удобно оценивать значение его постоянной времени – промежутка времени, в течение которого показания прибора при скачкообразном изменении расхода от Q_1 до Q_2 изменяются на $2/3$ от значения $Q_2 - Q_1$. Турбинные расходомеры имеют очень малую постоянную времени – ок. сотых долей секунды. Расходомеры с сужающими устройствами имеют постоянную времени в пределах секунд; это время можно уменьшить за счет сокращения длины соединительных трубок, а также измерительного объема дифференциального манометра (дифманометра) и увеличения его предельного перепада давления.

Широкий диапазон измерения (Q_{\max}/Q_{\min}) необходим, когда значения расхода могут изменяться в значительных пределах. У расходомеров с сужающими устройствами он очень мал и равен 3. Повышение диапазона до 9–10 возможно путем подключения к сужающему устройству двух дифманометров с разными ΔP_{\max} . У турбинных и ротационных счетчиков диапазон измерения составляет 1:20, 1:30, 1:50.

Все средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке и применяться в соответствии с требованиями технич. документации, а также соответствовать требованиям действующих нормативных и руководящих документов по технич. эксплуатации и безопасности применения этих средств.

Необходимость удовлетворения вышеперечисленных требований обусловила создание многочисл. видов расходомеров, основанных на разл. методах измерения. При выборе того или иного прибора исходят из требуемой точности измерения и диапазона расходов газа, учитывая при этом степень сложности измерительного устройства, его стоимость, условия эксплуатации и поверок.

Существующие расходомеры и счетчики кол-ва газа делятся на приборы: основанные на гидродинамических методах – переменного перепада давлений (расходомеры переменного перепада давления с сужающими устройствами), обтекания (поплавковые, поршневые, поплавково-пружинные и с поворотной осью ротаметры), вихревые (струйные, вихревые); с непрерывно движущимся телом – тахометрические (турбинные, камерные, барабанные, ротационные), мембранные (объемные счетчики и др.), силовые (массомеры газа, в работе которых используется эффект Кориолиса); основанные на различных физических явлениях – тепловые (калориметрич., с внеш. нагревом, термоанемометрич.), акустические (ультразвуковые), оптические (лазерно-доплеровские анемометры); основанные на особых методах – меточные, концентрационные.

Расходомеры переменного перепада давления основаны на зависимости перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, или же самим элементом трубопро-

вода, от расхода газа, протекающего через это устройство.

В состав расходомера входят: сужающее устройство (чаще всего диафрагма) – преобразователь расхода, создающий перепад давления, величина которого зависит от расхода газа, дифманометр, измеряющий этот перепад, и соединительные трубки между преобразователем и дифманометром (рис. 1).

Расходомеры с сужающими устройствами – важнейшие среди расходомеров переменного перепада давления. Они нашли применение в качестве основных пром. приборов для измерения расхода газа, жидкостей и пара. К достоинствам этих расходомеров можно отнести: универсальность – они пригодны для измерения расхода любых однофазных, а в известной мере и двухфазных сред, их можно использовать также для измерения расходов разл. величины в трубах практически любого диаметра и при любых давлениях и температурах; отсутствие потребности в поверочных стендах при применении стандартных сужающих устройств, устанавливаемых в трубах диаметром более 50 мм; простота комплектации и относительно низкая стоимость, т. к. индивидуально изготавливается только сужающее устройство, все остальные комплектующие выпускаются заводами серийно.

Принцип действия данных расходомеров основан на зависимости перепада давления, создаваемого сужающим устройством, в результате которого происходит преобразование части потенциальной энергии потока в кинетическую.

Принятая в 1999 в качестве межгос. стандарта методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств распространяется на измерение расхода и кол-ва флюида измерительными комплексами отечеств. и заруб. произ-ва, изготовленными в соответствии с требованиями этого стандарта. Измерение расхода и кол-ва жидкостей и газов производится с помощью измерительных комплексов, состоящих из след. основных узлов: сужающие устройства; измерительные трубопроводы с прямыми участками, расположенными между сужающими устройствами и местными сопротивлениями; средства измерений перепада давления на сужающих устройствах и параметров состояния среды; средства обработки результатов измерений (планиметры, счетные устройства ручного или автоматич. действия и т. д.); соединительные линии и вспомогательные устройства.

Перепад давления на сужающем устройстве – разность между статич. давлениями среды на входе и выходе сужающего устройства – определяют с помощью дифманометров путем подсоединения их через соединительные трубки к отверстиям для отбора давления (отверстия для отбора давления перед и за сужающим устройством должны быть расположены на одной высоте). Для расширения динамич. диапазона допускается подключение к одному сужающему устройству двух или более дифманометров.

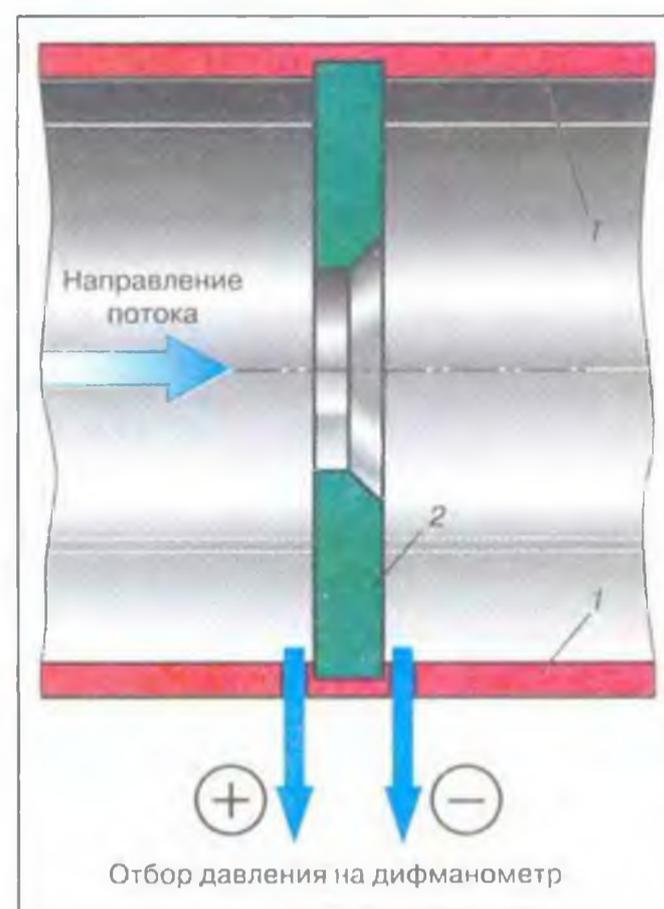


Рис. 1. Принцип действия расходомеров переменного перепада давления: 1 – измерительный трубопровод; 2 – диафрагма.

Абс. или избыточное давление измеряют перед сужающим устройством манометром через отд. отверстие, размещенное в сечении измерительного трубопровода в месте установки отверстия для отбора перепада давления. Допускается присоединение манометра к плюсовой соединительной трубке дифманометра.

Измерения температуры среды проводят на прямом участке в проточной части измерительного трубопровода перед или за сужающим устройством, предпочтение следует отдавать измерениям температуры за сужающим устройством.

Чувствительный элемент термометра устанавливают непосредственно в измерительный трубопровод или в гильзу на глубину 0,3–0,7 значения диаметра трубопровода. Наилучшим способом установки чувствительного преобразователя термометра является его радиальное расположение на теплоизолиров. участке измерительного трубопровода.

Стандартно используемые счетчики газа и расходомеры в зависимости от измеряемых объемов газа можно подразделить на: расходомеры переменного перепада давления, измеряемые расходы природного газа до 360 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$, диапазон измерений 1:3; турбинные счетчики, измеряемые часовые объемы газа 8–40 000 $\text{м}^3/\text{ч}$, диапазон измерений 1:10, 1:20, 1:30; ротационные счетчики, измеряемые часовые объемы газа 0,3–2500 $\text{м}^3/\text{ч}$, диапазон измерений 1:20, 1:30, 1:50, 1:100; мембранные (диафрагменные) счетчики газа – бытовые (G1.6–G6), измеряемые часовые объемы газа 0,016–10 $\text{м}^3/\text{ч}$; для коммунальных нужд (G10–G25), измеряемые часовые объемы газа 0,1–40 $\text{м}^3/\text{ч}$; промышленные (G40–G100), измеряемые часовые объемы газа 0,4–160 $\text{м}^3/\text{ч}$, диапазон измерений 1:150 (буквой G обозначаются счетчики газа на европейском уровне).

В турбинном счетчике газа под воздействием потока газа колесо турбины приводится во вращение, число оборотов к-рого прямо пропорционально протекающему объему газа. Число оборотов турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передается на находящийся вне газовой полости счетный механизм, показывающий (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через прибор. На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса – два геркона. Частота замыкания контактов первого пропорциональна скорости вращения ротора турбины, т. е. скорости потока газа. При появлении мощного внеш. магнитного поля контакты второго геркона замыкаются, что используется для сигнализации о несанкциониров. вмешательстве.

Конструктивно турбинные счетчики, выпускаемые в России, представляют собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части к-рого последовательно по потоку расположены входной струевыпрямитель, турбина с валом и подшипниковыми опорами вращения и задняя опора (рис. 2). На корпусе счетчика установлен узел плунжерного масляного насоса, с помощью к-рого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло. Корпус и фланцы счетчика, в зависимости от вида исполнения, рассчитаны на макс. избыточное давление 1,6 или 7,5 МПа. На корпусе турбины предусмотрены места для установки датчиков аппаратуры (для измерения давления, темп-ры, импульсов).

По степени автоматизации процесса измерений и обработки результатов измерений турбинные счетчики могут поставляться в след. вариантах комплектации для: раздельных измерений переменных контролируемых параметров с произвольно выбранными средствами вычисления результатов обработки (счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и др.); полуавтоматич. измерений переменных контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений; автоматич. измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.

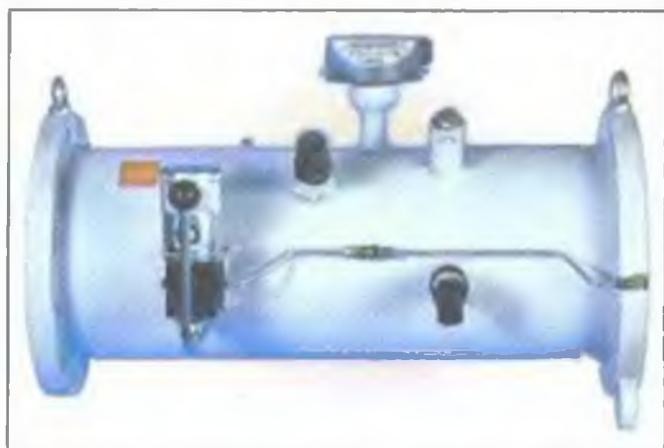


Рис. 2. Турбинный счетчик.

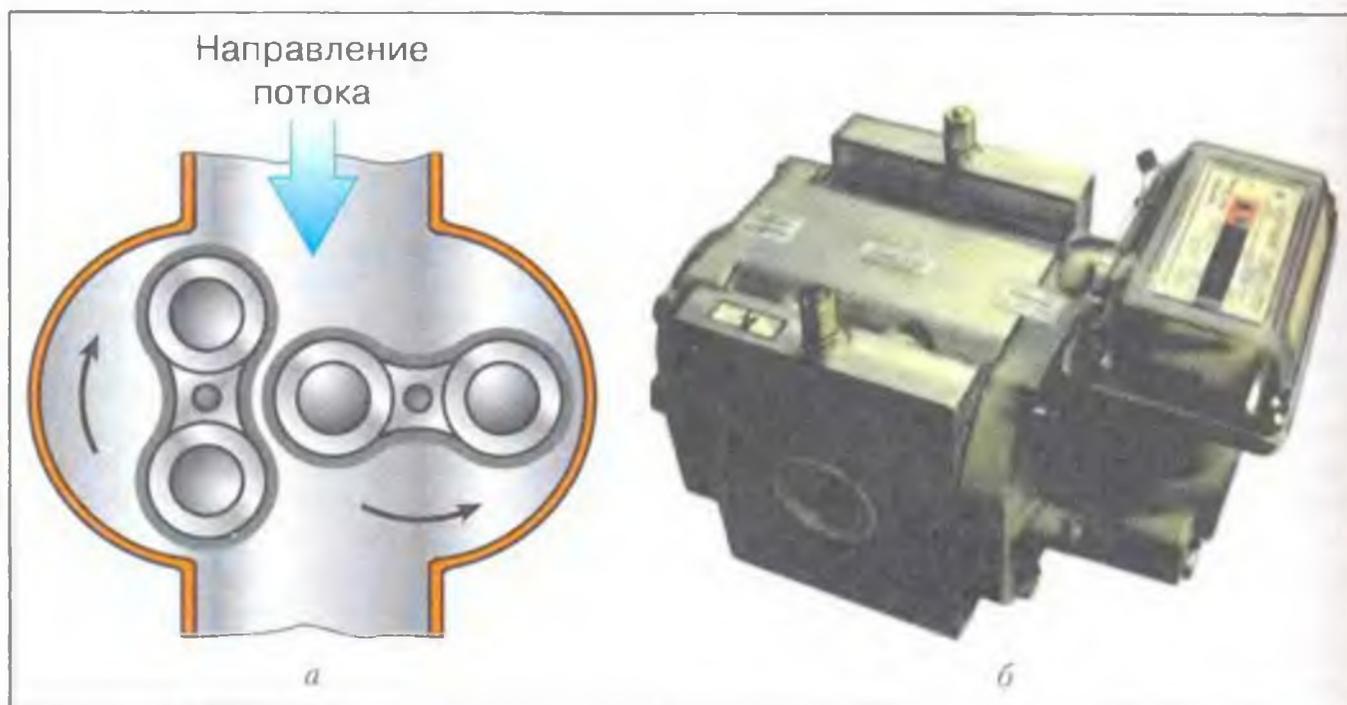


Рис. 3. Принцип действия (а) и внешний вид (б) ротационного счетчика газа.

В связи с увеличением видов оборудования возникла необходимость в измерительных приборах, к-рые обладали бы сравнительно большой пропускной способностью и значительным диапазоном измерений при сравнительно небольших габаритных размерах. Этим условиям удовлетворяют ротационные счетчики газа. К числу их достоинств дополнительно можно отнести: отсутствие потребности в электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время его работы, нечувствительность к кратковременным перегрузкам; не требуют прямых участков газопровода до и после счетчика. Ротационные счетчики широко применяют в коммунальном хоз-ве, особенно в отопительных котельных, а также на небольших и ср. предприятиях.

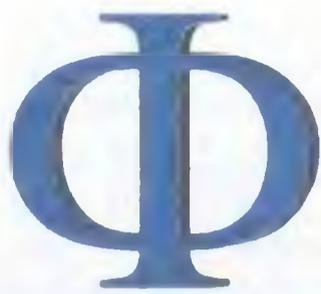
Ротационные счетчики предназначены для работы в сетях низкого давления. Корпусы приборов рассчитаны на избыточное давление 0,1 МПа. Счетчики работают при темп-ре газа в пределах от 0 до 50 °С.

В основу конструкции ротационных счетчиков положен принцип передачи газа строго определенными порциями от входа счетчика к его выходу (рис. 3). Объем порции определяется измерительной камерой счетчика, образованной внутр. поверхностью корпуса и поверхностями двух синхронно вращающихся в противоположных направлениях роторов. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм, к-рый регистрирует число оборотов роторов и, как следствие, объем газа, прошедший через счетчик. Ротационные счетчики газа регистрируют объем газа при рабочих условиях. Для приведения измеренного объема газа к объему при стандартных условиях счетчик должен быть укомплектован электронным корректором. Ротационные счетчики газа могут комплектоваться датчиками импульсов, что позволяет использовать их в системах автоматич. регулирования и контроля.

Принцип работы диафрагменных (мембранных) счетчиков основан на поочередном вытеснении газа из рабочих камер за счет попеременного перемещения диафрагмы (перегородки, разделяющей рабочие камеры) входным давлением газа. Перемещение диафрагмы через систему рычагов и редуктор приводит в действие счетный механизм, к-рый показывает кол-во газа, прошедшего через счетчик.



Рис. 4. Современный узел замера расхода газа: слева – поточный газовый хроматограф; справа – счетчик газа с корректором.



ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ – характеристика *фильтрации* отд. фазы при многофазном течении через пористые среды.

Необходимо подчеркнуть, что Ф.п. введены в теорию фильтрации формально в рамках осн. характеристик пористой среды как сплошной, а не дискретной среды. Формализация процедуры введения Ф.п. заключается в том, что закон Дарси используется отдельно для каждой фазы:

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} = \frac{\mu_i}{k_{\phi_i}} V_{\phi_i}$$

где ΔP – перепад давления в образце пористой среды, МПа; ΔX – длина образца, км; μ_i – коэф. динамической вязкости i -й фазы; k_{ϕ_i} – коэф. фазовой проницаемости; V_{ϕ_i} – скорость фильтрации i -й фазы, м/с. При этом $V_{\phi_i} = M_{\phi_i} / \rho_i \cdot F$ (M_{ϕ_i} – массовый расход i -й фазы через образец пористой среды с торцевой площадью F ; ρ_i – плотность i -й фазы).

Т.о., введение Ф.п. на основе формального использования закона Дарси физически не обосновано для всего диапазона изменения скоростей фильтрации и соответствующих им *нелинейных законов фильтрации*.

В отд. экспериментах получены свидетельства о проявлении разл. законов фильтрации для отд. фаз (вода – линейный закон, газ – нелинейный) при их совместном течении.

Тем не менее Ф.п. широко используются в теории фильтрации.

Зависимость Ф.п. для отд. фазы от насыщенности этой (или сопутствующей ей) фазой определяется экспериментально на образцах горн. породы (*керн*). Они представляются в виде зависимости относительных Ф.п. от водонасыщенности, где относительная Ф.п. – отношение Ф.п. к абс. проницаемости, определенной при фильтрации одной фазы (чаще всего – газовой).

В связи с экспериментальным определением Ф.п. на микрообразцах пород-коллекторов принципиальное значение имеет методология использования этих результатов при переходе к моделированию на более крупных (мезо-, макро-) масштабах, измеряемых сотнями м. Ставится вопрос о правомерности традиционных подходов, особенно для низкопроницаемых коллекторов.

Лит.: Басинев К.С. и др., Подземная гидромеханика, М., 1993; Закиров С.Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998;

Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г.А. Зотов.

ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ углеводородных газов – образование жидкой фазы из газообразной и газообразной фазы из жидкой при изменении термодинамич. условий (давления и темп-ры). В процессе разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных м-ний при фильтрации углеводородной смеси в пористой среде, при движении ее по стволу скважины, а также при ее транспорте и переработке происходят Ф.п.

В условиях термодинамич. равновесия происходит равновесный массообмен компонентов смеси между фазами. Распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с упругостью насыщенных паров углеводородов и их мольными концентрациями. При изменении равновесия в системе происходит перераспределение между фазами до выравнивания парциального давления каждого компонента в паровой и жидкой фазах.

Фазовая концентрация компонентов смеси определяется уравнениями:

$$X_i = \eta_i K_i / [V(K_i - 1) + 1];$$

$$Y_i = \eta_i K_i / [V(K_i - 1) + 1],$$

где X_i , Y_i – мольные доли i -го компонента в исходной смеси газовой и жидкой фаз соответственно; K_i – постоянные фазового равновесия (коэф. распределения i -го компонента в паровую и жидкую фазы представляют собой $K_i = X_i / Y_i$, т.е. отношение доли i -го компонента в газовой фазе к мольной доле этого компонента в жидкой фазе); V – мольная доля паровой фазы в исходной смеси ($V = N_n / N$, где N_n – число молей паровой фазы в исходной смеси; N – общее число молей исходной смеси).

Значения констант фазового равновесия определяются экспериментально или расчетным путем.

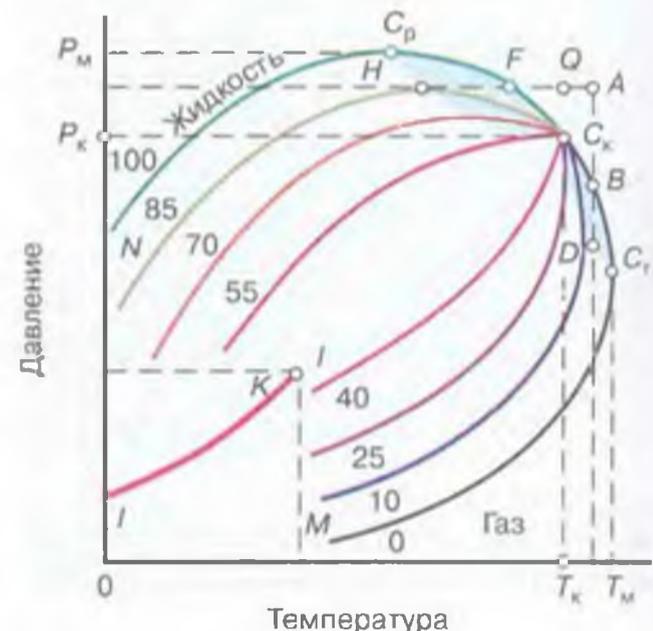
Фазовое состояние газовых смесей в системе давление – темп-ра показано на рис. Обычно аналогичная диаграмма для чистого углеводорода характеризуется кривой испарения (линия $I-I$). Ниже этой кривой существует только паровая, а выше – только жидкая фаза. Конечная точка K на кривой является критической. Эта точка характеризует макс. темп-ру T_k , при к-рой существует граница раздела фаз. В этой точке ср. молекулярная кинематич. энергия становится равной потенциальной энергии притяжения молекул. При превышении этой темп-ры

происходит разрыв энергии притяжения молекул, и вся жидкость переходит в газовую фазу.

В отличие от чистых углеводородов, фазовая диаграмма смеси показывает, что существует область двухфазного состояния внутри кривой $NC_pFC_kBC_kM$. Причем при заданной темп-ре с увеличением давления увеличивается объем жидкой фазы. Вне кривой NC_pFC_k смесь находится в однофазном жидком состоянии в области выше и левее этой линии и в однофазном газовом состоянии ниже и правее линии C_kBC_kM . Области существования двух- и однофазного жидкого состояния разделяет кривая точек NC_pF_k , а однофазного газового состояния – кривая точек MC_kBC_k . Эти кривые сходятся в критич. точке C_k . Давление и темп-ра, соответствующие этой точке, являются критическими. В отличие от чистых веществ, входящих в состав пластовых смесей, пластовые флюиды газовых, газоконденсатных и газонефтяных м-ний находятся в 2-фазном состоянии при давлениях и темп-рах, превышающих их критические значения в области C_kP_k и C_kT_k .

Поэтому критич. точка фазовой диаграммы многокомпонентной системы не является точкой максимальных давления и темп-ры, при к-рых еще возможно сосуществование в равновесии двух фаз. Такими точками на диаграмме смеси являются точка C_p – макс. давление и точка C_t – макс. темп-ра.

Заштрихованные области на фазовой диаграмме – ретроградные зоны, в к-рых конденсация и испарение системы происходят в направлении, обратном фазовым



Фазовое состояние газовых смесей в координатах P и T .

изменениям чистого вещества (отд. компонента газа). При изотермическом повышении давления происходит испарение жидкой фазы, а при изобарном повышении темп-ры – конденсация паровой фазы.

Ширина 2-фазной области и расположение критич. точки на диаграмме и точек макс. давления C_p и макс. темп-ры C_t зависят от состава смеси. Если в смеси доминирует концентрация метана, что характерно для газовых м-ний, то 2-фазная область сужается и располагается в зоне отрицательных темп-р, как это видно из рис. В этом случае точка, соответствующая начальным значениям *пластового давления* и темп-ры, находится правее точки макс. темп-ры C_t . Поэтому при разработке м-ния пластовые давления и темп-ра не пересекают 2-фазную область и в пласте жидкая фаза – конденсат – не выделяется. Если давление и темп-ра смеси по пути движения газа не пересекают 2-фазную область, то это означает, что конденсат в этой области не выделяется.

При содержании в пластовой смеси группы $C_5H_{12+высш}$ св. 1% ширина фазовой диаграммы достигает таких размеров, что пластовая темп-ра, как правило, находится между критической и точкой с макс. темп-рой. Поэтому при снижении давления ниже *давления начала конденсации* происходит выделение конденсата. По мере увеличения глубины залегания м-ния растет содержание углеводородов группы $C_5H_{12+высш}$ в смеси, что ведет к увеличению критич. темп-ры смеси. С увеличением содержания $C_5H_{12+высш}$ в газе ширина 2-фазной области фазовой диаграммы увеличивается. Возможны случаи, когда смеси одинакового или очень близкого состава могут в зависимости от соотношения между пластовой и критич. темп-рами проявлять себя как газоконденсатные, если пластовая темп-ра выше критической, или как нефтегазовые, если пластовая темп-ра ниже критич. темп-ры смеси. Поэтому четкой границы между газоконденсатными и нефтегазовыми замерами с высоким содержанием конденсата и газа не установлено.

По обобщенным параметрам содержание в газе конденсата, приведенного к *стандартным условиям*, или по кол-ву газа, выделившегося в стандартных условиях из жидкой продукции, по плотности выделяющейся в сепараторе углеводородной жидкости и по ее цвету определить тип пластового флюида затруднительно. В таких случаях проводят исследования фазового состояния смеси на *установках фазового равновесия PVT*.

В. В. Юшкин, И. А. Гриценко.

ФАКЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА – предназначена для сжигания неконденсатных газовых и газоконденсатных смесей, образующихся при работе оборудования или аварийных сбросах. В газовой отрасли используются горизонтальные, высотные и наземные Ф. у. Располагаются ниже и выше поверхности земли в спец. амбарах. Сжигание происходит через факельную трубу и непосредственно в амбаре.

На Ф. у. горизонтального типа осуществляется сжигание углеводородных смесей под высоким давлением после продувки скважин на *газовых промыслах* и продувки газопроводов после капитального ремонта *линейной части*. Горизонтальные Ф. у. располагаются в спец. земляных ямах-амбарах (глубиной 1,5–3 м и длиной 8–50 м) на расстоянии ок. 100 м от устья скважины. От фонтанной арматуры скважины до амбара прокладывается горизонтальная труба, конец которой выведен над землей. Амбар обвалован глиной.

Продувка технологич. оборудования на газовых промыслах и установках подготовки газа, а также пылеуловителей на *компрессорных станциях* со сжиганием сбросных газов и газоконденсатной смеси происходит в Ф. у. – высотных и наземных.

Каждая скважина и все установки подготовки газа оснащены высотными Ф. у. (низкого и высокого давления). Факельная горелка расположена в верхней части факельной трубы. По факельному стволу поднимаются только горючие компоненты, а горение происходит в атмосфере над оголовком факельного ствола.

Наземные Ф. у. располагаются в специально изготовленных кочегарных ямах-амбарах (глуб. до 2 м, размер сечения 2×2 м), оборудов. пилотной горелкой с постоянным дежурным огнем и защитной стенкой для предохранения проводящих трубопроводов от огня. Горение в ямах происходит ниже поверхности земли, а поток *продуктов сгорания* поднимается из ямы вертикально вверх.

При сжигании газоконденсатной смеси на компрессорной станции цилиндрич. емкость из листовой стали вкопана в землю и обвалована глиной. Сжигание осуществляется с поверхности смеси на наземной Ф. у.

Конструкции Ф. у. обеспечивают беспламенное горение газовых смесей с низким содержанием тяжелых углеводородов и газоконденсатных смесей, содержащих $C_5H_{12+высш}$.

Полнота сжигания углеводородных смесей на горизонтальных и вертикальных Ф. у. обеспечивается за счет высокой скорости истечения. Для обеспечения полноты сжигания (беспламенное горение) сбрасываемых смесей на Ф. у. без дополнительных устройств необходимо, чтобы соотношение скорости сброса $\omega_{ист}$ к скорости звука в газе $\omega_{зв}$ составляло св. 0,2. При сжигании смесей со скоростью $\omega_{ист} < 0,2\omega_{зв}$ кол-во образующейся сажи определяется соотношением масс Н:С. С увеличением содержания углерода и уменьшением отношения Н:С увеличивается кол-во сажи. Полнота сгорания углеводородных масс без сажеобразования обеспечивается при соотношении масс Н:С > 0,25.

На наземных Ф. у. без дополнительных конструктивных решений невозможно обеспечить беспламенное сжигание газожидкостной смеси.

Организация бездымного сжигания углеводородных смесей может быть успешно решена при подаче пара или воздуха в зону горения. Подача пара способствует более равномерному перемешиванию горючих газов с воздухом, а также образованию окиси углерода и водорода из сажи. При определении требуемого кол-ва пара обычно принимают, что на 1 кг сбрасываемого газа требуется ок. 0,6 кг пара. Для беспламенного сгорания парафиновых углеводородов (этан, пропан, бутан и т. д.) в зону первичного смешения требуется подать ок. 20%, для олефинов (этилен, пропилен и т. д.) – ок. 30% воздуха. Так, для полного сгорания 1 кг пропана требуется 15,7 кг воздуха, из них 3,1 кг (20%) должно подаваться в первичную зону смешения.

Эффективное смешение углеводородных смесей с воздухом достигается использованием факельной горелки с разделением газового потока на отд. струи с помощью большого числа горелок или одной горелки с большим числом выходных отверстий.

При сжигании на горизонтальных и наземных Ф. у. горение происходит в открытом факеле от поверхности земли, а рассеивание *загрязняющих веществ* в вертикальной части факела, длина которой рассчитывается с учетом действия подъемной силы. При этом макс. темп-ра продуктов сгорания на факелах 900–2000 °С в зависимости от сжигаемой смеси, а *коэффициент избытка воздуха* 1–1,5.

Л. В. Шарихина.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА горных пород – внутренние, присущие данной горн. породе особенности, обуславливающие ее различие или общность с другими породами и проявляющиеся как ответная реакция горн. пород на воздействие на них внеш. физич. полей или сред. Физич. параметры горн. пород могут быть скалярными и тензорными.

Широкий диапазон значений физич. свойств горн. пород объясняется многообразием их минер. состава, строения, многофазностью, а также их генезисом. Физич. свойства, определенные стандартными методами с указанием состава горн. породы и ее строения, представляют собой ее стандартные справочные данные о породе. В соответствии с классификацией, принятой в физике горн. пород, осн. группами физич. свойств в зависимости от вида внеш. физич. поля считаются: плотностные, механические, тепловые, электрические, магнитные, волновые, радиационные, гидрогазодинамические. С целью сопоставления разных горн. пород, их совместного рассмотрения и анализа выделено 12 осн. независимых базовых физич. параметров (см. табл.), к-рые позволяют вычислить все другие их параметры. Базовые физич. параметры могут быть представлены в виде унифициров. цифровой записи, к-рая представляет собой паспорт горн. породы по физич. свойствам. Базовые физич. параметры – общий фундамент для изучения всех горн. пород, поэтому их определение обязательно.

Таблица. Базовые физические параметры горных пород

Свойства	Основные параметры	Единица измерения
Плотностные	Объемная масса Пористость	кг/м ³ —
Механические	Предел прочности при сжатии Предел прочности при растяжении Модуль продольной упругости (модуль Юнга) Коэф. относительных поперечных деформаций (коэф. Пуассона)	Па Па Па —
Тепловые	Коэф. теплопроводности Уд. теплоемкость Коэф. линейного теплового расширения	Вт/(м·К) Дж/(кг·К) 1/К
Электромагнитные	Уд. электрическое сопротивление Относительная диэлектрическая проницаемость Относительная магнитная проницаемость	Ом·м — —

При изменении одного из физич. свойств горной породы происходит изменение других. Это явление называют взаимосвязью физич. свойств горн. пород. Взаимосвязи позволяют определять значения одних физич. свойств по другим.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ФИЛАТЕЛИЯ [от греч. philo – люблю и ateleia – освобождение от оплаты, пошлины сбора (в дословном переводе «любовь к освобождению от оплаты» – имеются в виду марки, заменившие денежную форму оплаты пересылки писем)] нефтегазовая – коллекционирование и изучение знаков почтовой оплаты и других почтовых документов (конвертов, открыток, штемпельных оттисков и др.), отображающих гл. обр. развитие нефтегазовой пром-сти и связанных с ней событий и персоналий.



Рис. 1. Почтовые марки.

Общая Ф. зародилась в 1840 после выпуска первых почтовых марок в Великобритании, а в России в 1857 для оплаты почтовых отправлений. Термин «Ф.» был введен в 1864. В 1-й четверти 20 в. возникает тематическая Ф., разновидностью которой является нефтегазовая Ф.

На совр. этапе Ф. развивается под руководством нац. филателистич. обществ (в России – Всерос. общество филателистов, созданное в 1966). Существует также междунар. общество филателистов-нефтяников.

Предметом нефтегазовой Ф. являются марки, на к-рых находят отражение: реалистич. или символич. изображения производств. процессов или их атрибутов в разл. отраслях нефтегазовой пром-сти; портреты или мемориальные элементы в честь деятелей, внесших существенный вклад в технику, технологию и организа-

цию этой отрасли; общества или организации, к-рые посвятили себя развитию нефтегазовой пром-сти (в ряде случаев эта принадлежность может проследиться исключительно торговой маркой, эмблемой или символом); пропагандирование или рекламирование событий, имеющих отношение к нефтегазовой пром-сти. К разделу нефтегазовой Ф. следует также отнести маркированные конверты и почтовые карточки.

Впервые в мире марка с изображением нефтяной вышки вышла в Азербайджане в 1921 (рис. 1, а). С появлением этой марки буровая вышка превратилась в символ нефтяной техники. Марки, выпущенные в быв. СССР, дают возможность проследить за развитием нефтегазовой пром-сти страны.

В 1934 вышла марка, на к-рой изображен типичный пейзаж бакинских промыс-

лов – рукотворная бухта Ильича (рис. 1, б), единственный в мире нефтяной промысел на искусств. грунте.

В серии «Индустриализация СССР», выпущенной в 1940, присутствует марка с обобщенным пейзажем: буровые вышки глубокого бурения, товарный парк и ж.-д. состав с цистернами нефти. Этот же сюжет с девизом «Дадим ежегодно стране 60 миллионов тонн нефти» использован на марке в 1950 (рис. 1, в).

Позднее, в 1954 была выпущена серия марок «Семилетний план развития народного хозяйства», где на одной марке изображена стилизованная под цифру «7» диаграмма роста добычи нефти (рис. 1, г). В 1971 появилась первая отечественная почтовая марка, посвященная конкретным свершениям: на марке изображена морская эстакада азербайджанского промысла «Нефтяные камни» (рис. 1, д).



Рис. 2. Конверты, посвященные нефтегазовой тематике.

В 1980-е гг. появились марки с сюжетами «Нефть и газ Тюмени на службе Родины» (рис. 1, е), «Газопровод Союз» и «Газ Уренгоя – Родине» (рис. 1, ж).

В те же годы стала появляться тенденция использования атрибутов нефтяной техники на марках, посвященных научно-техническому прогрессу (рис. 1, з, и).

Почта откликнулась и на выдающиеся достижения буровой техники и технологии – проводкой самой глубокой скважины (св. 12 тыс. м) на Кольском п-ове, выпустив в 1987 марку (рис. 2, а). На марке изображены конструкция скважины, компоновка бурового инструмента и заполярный пейзаж (марки помещены на конверте со спецгашением). Геологоразведочным работам посвящена марка на рис. 1, к.

В традициях сов. почты были выпуски многосюжетных марок в честь юбилеев республик и других регионов страны. Тема нефтегазовой пром-сти нашла свое отражение на марках и конвертах, выпущенных в честь юбилеев Азербайджана (рис. 1, л), Туркмении (рис. 1, м), Узбекистана (рис. 1, н), Башкирии (рис. 1, о), Татарии (рис. 1, п), Коми (рис. 1, р), Таймырского авт. округа (рис. 2, б).

Конверты и почтовые карточки дополняют и расширяют тематику нефтегазовой Ф. В известной степени раритетом является конверт 1960 (рис. 2, в). На лицевой стороне конверта – текст на украинском языке «100-річчя надвірнянських нафтових промислів» и два рисунка, отображающие прошлое и настоящее нефтегазового дела Прикарпатья.

Весьма интересными и информативными представляются конверты, выпущенные к 50-летию Академии нефти и газа им. Губкина (рис. 2, г) и конверты, пропагандирующие достижения стран в области стр-ва газопроводов и рекордов по добыче нефти и газа (рис. 2, д, е, ж).

Традиционно страна-организатор регулярно проводимых Мировых нефтяных конгрессов выпускала марки в честь этих событий. На конверте (рис. 2, з) помещена марка, посвященная VIII Московскому конгрессу, проходившему в 1971.

С 1992 после распада СССР многие нефтегазодобывающие страны СНГ (Россия, Азербайджан, Казахстан, Туркмения и др.) продолжали выпускать марки по этой тематике. В России вышли 4 марки: на двух из них показана морская платформа (рис. 1, с), а на других станок-качалка (рис. 1, т) и нефтеперерабатывающий завод. Почтовое ведомство Азербайджанской Респ. отметило 125-летие нефтяной пром-сти выпуском двух почтовых марок, почтового блока и конверта (рис. 2, и).

Выпуск филателистич. материалов по нефтегазовой тематике осуществляется почти во всех странах мира. Всего выпущено ок. 4000 таких марок и почтовых блоков, в т. ч. в быв. СССР, России и странах СНГ более 250 марок.

Информация о почтовых эмиссиях дается в отечеств. журналах «Филателия»

(изд. с 1967) и «Марка» (изд. с 2001), а более широкая информация о нефтегазовых марках – в журнале «The Petro-Philatelist» (изд. с 1981 в США).

Лит.: Каталог почтовых марок России 1857–1995 гг., М., 1995; Балденко Д. Ф., Нефть и газ на марках мира, «Бурение», 2002, № 4–5.

Д. Ф. Балденко.

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА (ФЕС) коллектора – количественные характеристики коллектора, определяющие его поровый объем, флюидонасыщенность и меру проводимости по отношению к заполняющим флюидам. Составной частью ФЕС являются *коллекторские свойства*. К основным ФЕС относят *пористость, проницаемость, флюидонасыщенность, фазовая проницаемость*. В свою очередь, проницаемость, флюидонасыщенность и фазовая проницаемость определяются смачиваемостью пород и *структурой порового пространства* – распределением поровых каналов по размерам.

Параметры ФЕС служат критериями принадлежности пород к коллекторам и оценки их качества. Их изучают с помощью *петрофизических исследований* ядра м-ний, подготавливаемых к пром. освоению.

ФИЛЬТРАЦИЯ – процесс течения жидкости и газа (и их смесей) через пористые среды разл. природы и структуры.

Процесс Ф. имеет большое значение для формирования м-ний углеводородов. В породах-коллекторах, являющихся *природными резервуарами* для углеводородов, процессы массопереноса являются более сложными, чем просто фильтрационные течения. Это связано с тем, что газонасыщенные толщи м-ний представлены сложным сочетанием пластов-коллекторов (пористых, трещиновато-пористых, трещиноватых) с разл. *фильтрационно-емкостными свойствами* и пластов-неколлекторов. Поэтому процесс массопереноса в газонасыщенных толщах объединяет фильтрационные течения, процессы массообмена между матрицей горн. пород и проводящими каналами, сорбционными процессами и др. В связи с этим в чистом виде Ф. можно наблюдать и описывать только на микроуровне (физич. модели) и в математич. моделях.

В основе теории Ф. лежат эмпирич. законы Ф. и дифференциальные уравнения, получаемые с учетом законов Ф., в геомеханике насыщенных сплошных сред – разделе *подземной гидрогазодинамики*.

Законы Ф. устанавливаются экспериментально и выражают связь между градиентом (перепадом) давления, вызывающим фильтрационное движение, и скоростью (или расходом) Ф.

Скорость Ф. – расход жидкости через единичную площадку среды, перпендикулярную к направлению потока. Она меньше действительной скорости флюида, т. к. движение происходит только через ту часть площадки, к-рая занята порами.

В совр. теории Ф. наиболее широкое использование получили два вида зако-

нов Ф.: линейный – *закон Дарси*, и т. н. *нелинейные законы фильтрации*.

При сопоставлении этих законов возникает проблема их «физической совместности». Считалось, что общим законом Ф. является нелинейный закон, а закон Дарси является асимптотич. приближением, когда инерционным членом ($\rho V^2/l$) из двучленного закона Дюпюи – Форхгеймера можно пренебречь.

Комплексные газодинамич. и акустич. исследования течения газа в образцах пористых сред показали, что переход от линейного закона Дарси (нарушение закона) к нелинейному сопровождается возникновением акустич. явлений (шумов). При этом для каждой структуры пористого пространства характерен свой спектр шумов, к-рый наряду с коэффициентами проницаемости и макрошероховатости (характеристика пористой среды) является газодинамич. параметром пористой среды.

Т. о., широкий диапазон скоростей Ф. (V) аппроксимируется двумя законами Ф.:

при $V \leq V_{кр}$ – закон Дарси (линейный);

при $V \geq V_{кр}$ – двучленный (нелинейный) закон.

В этих законах $V_{кр}$ – критич. скорость Ф., которая определяется экспериментально.

В общем случае фильтрационные характеристики микрообразца пористой среды определяются коэффициентами проницаемости, макрошероховатости и числом Рейнольдса, характеризующим критич. скорость Ф. Следует особо указать, что перечисленные параметры пористой среды являются (в отличие от пористости) динамич. характеристиками ее только с позиций механики насыщенных сплошных сред.

При наличии и течения в пористой среде двух фаз (газ–жидкость, газ–вода, газ–нефть, газ–конденсат) или т. н. трех фаз (газ–вода–нефть; газ–вода–конденсат) проявляется ряд новых внутринастовых явлений: *предельный градиент давления* и *фазовая проницаемость*.

Лит.: Басинев К. С. и др. Подземная гидромеханика, М., 1993; Николаевский В. Н., Геомеханика и флюидодинамика, М., 1996; Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998.

Г. А. Зотов.

ФИНАНСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ на газ и нефть – осуществляется за счет средств гос. бюджета и собств. средств добывающего предприятия (компании, фирмы).

Гос. финансирование подразделяется на федеральное и территориальное, осуществляемое из соответствующих бюджетов по программам геологич. изучения недр на региональном этапе.

Ф. г.-р. (включая *лицензирование недропользования*) на этапах поисково-оценочном, разведки и пробной эксплуатации осуществляется недропользователем за счет средств дочернего предприятия и головной компании.

В Ф. г.-р. р. на газ и нефть включаются: геолого-геофизич. работы (региональные и по выявлению и подготовке структур к глубокому бурению); глубокое бурение (опорное, параметрич., поисковое, оценочное, разведочное); н. и. работы; лабораторные исследования; проведение опытно-пром. эксплуатации; регулярные платежи за пользование недрами. Согласно Налоговому кодексу РФ, расходы на проведенные геолого-разведочные работы равномерно в течение 5 лет включаются в состав пр. расходов предприятия, за исключением расходов по ликвидируемым непродуктивным скважинам, к-рые списываются в течение 12 мес. Расходы, связанные со стр-вом объектов, к-рые в дальнейшем по решению налогоплательщика могут стать постоянно эксплуатируемыми объектами осн. фондов (в т. ч. поисковые и разведочные скважины), учитываются как объекты основных средств и амортизируются в соответствующем порядке.

Особым видом затрат в процессе геолого-разведочных работ являются затраты на лицензирование участков недр, к-рые включают расходы, связанные с проведением аудита запасов; на разработку технико-экономич. обоснования выполнения условий лицензирования и его экономич. целесообразности; на приобретение геологич. и иной информации; на оплату участия в конкурсе и получение лицензии, в т. ч. стартового платежа за пользование участком недр. Лицензионные расходы на полученную лицензию на недропользование включаются в состав нематериальных активов и амортизируются в установленном порядке, а в случае неполучения лицензии эти расходы равномерно в течение 5 лет включаются в состав пр. расходов предприятия (заток стартового платежа возвращается недропользователю в течение установленного срока).

Ю. Н. Батурич, М. Д. Бобров.

ФЛЮИД (от лат. fluidus – текучий) – любое вещество, поведение к-рого при деформации может быть описано законами механики жидкостей. Термин введен в науку в 17 в. для обозначения гипотетич. жидкостей, с помощью к-рых объясняли некоторые физич. явления и образование горн. пород. Примеры таких Ф.: теплопровод Р. Бойля (1673), флогистон Г. Э. Штала (1697), первичный раствор Т. У. Бергмана (1769). С развитием науки понятие Ф. изменилось. Реологич. и геологич. исследованиями доказано, что все реальные тела, какими бы твердыми они ни казались, под действием длительных тангенциальных нагрузок ведут себя как жидкости. Если время (t) действия внеш. силы, вызывающей в теле касательные напряжения, значительно меньше времени релаксации (t_p), то тело ведет себя упруго. При $t > t_p$ тело ведет себя как жидкость, т. е. течет. В геологич. процессах, длительность к-рых нередко измеряется миллионами лет, в качестве Ф. могут выступать не только газы, водные растворы, нефть, илы, магма, но и глины, соли, гипсы, ангидриты, известняки и др. твердые вещества.

ФЛЮИДОГЕОДИНАМИКА – раздел геологии, изучающий движения в недрах Земли разл. флюидов для установления закономерностей этих движений и их геологич. роли. Исходные положения Ф.: все природные тела при соответствующих условиях могут проявлять свойства жидкостей (течь); процессы механич. миграции природных флюидов подчиняются законам механики жидкостей и газов; осн. источники энергии процессов Ф. – тектонич. движения, а также тепло недр Земли. К задачам Ф. относят: установление движущих сил процессов Ф.; выявление общих механизмов миграции флюидов; предсказание новых процессов Ф., разработка методов прогнозирования геологич. результатов миграции флюидов.

Первые представления о Ф., основанные на интуиции, возникли еще в античную эпоху (Аристотель, Теофраст, Плиний, Лукреций и др.). Большая роль миграции флюидов («соков земли») в образовании минералов признавалась Г. Агриколой и позднее М. В. Ломоносовым. Однако почти до сер. 20 в. накопление знаний о миграции флюидов шло путем независимого изучения движения отд. подвижных сред (природных газов, подземных вод, нефти, гидротермальных растворов, магмы, солей и др.). Науч. представления Ф. возникли при проведении аналогий в миграции разл. флюидов, в первую очередь воды, нефти и газа.

Ф. возникла на стыке спец. разделов механики сплошных сред (гидромеханики и реологии) и динамич. геологии. В своих исследованиях наряду с собств. методами Ф. использует методы мн. наук и дисциплин. Науки по типу функциональных связей с Ф. делятся на три группы. Первая представлена фундаментальными науками (механика сплошных сред, физич. химия, термодинамика), результаты к-рых используются Ф. без обратных связей. Ф. лишь ставит задачи перед этими науками. Во вторую группу входят геологич. науки (в т. ч. геохимия, литология), с к-рыми Ф. обменивается результатами, методами и средствами исследований. Третья группа представлена прикладными дисциплинами (поиски м-ний полезных ископаемых, горн. дело, инж. геология, охрана окружающей среды), к-рые используют результаты Ф. и являются источниками материала, представляющего для нее интерес.

Осн. понятия Ф.: флюид, миграционное напряжение и флюидодинамич. система. Миграционное напряжение – это перепад потенциальной механич. энергии между двумя точками, определяющий возможность, направление и интенсивность перемещения флюида. В подавляющем большинстве случаев возникает, когда имеется разность между плотностями флюида и вмещающего его субстрата. В тех случаях, когда флюид не может преодолеть сопротивление вмещающих пород ни в одном направлении, он оказывается геологически связанным. Примеры геологически связанных флюидов – скопление нефти и газа, межсоле-

вые воды галогенных формаций, поровая вода глубоководных осадков, перекрытых мощной зоной газовых гидратов, маломощные пласты пород низкой плотности и др.

Флюидодинамическая система – это геологич. тело, состоящее из флюида, механически взаимодействующего с вмещающим его субстратом земных недр, все части к-рого гидравлически связаны между собой и находятся в движении под действием миграционного напряжения, созданного к.-л. одной причиной.

Геологич. роль Ф. характеризуется структурным, геохимич. и геотермич. аспектами. Структурообразующая деятельность Ф. проявляется в образовании дислокаций (инъекционных, дизъюнктивных, плейчатости, складкообразования).

Геохимич. роль процессов Ф. проявляется прежде всего в переносе вещества с одного глубинного уровня Земли на другой. Перемещаясь, флюиды попадают в разл. баротермич. и физико-химич. условия, что вызывает обмен веществ с вмещающими породами, сброс отд. ингредиентов или фиксацию самого флюида. Особенно большая роль в переносе вещества принадлежит водным флюидам. Огромное значение имеет миграция флюидов в образовании м-ний самых разл. полезных ископаемых (нефти и газа, руд цветных, редких и благородных металлов, нерудного сырья и др.).

Ф. оказывает значительное влияние на термич. режим земной коры. Установлено, что даже в платформенных областях кол-во тепла, выносимого подземными водами, соизмеримо с мол. тепловым потоком, а в нек-рых случаях превосходит его. Наиболее интенсивный конвективный перенос тепла характерен для районов вулканич. деятельности, к-рые обладают огромными запасами тепловой энергии.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ФЛЮИДОУПОР – литологич. тело (пласт, слой, толща), обладающее способностью удерживать флюиды в коллекторе и ограничивающее залежь в геологич. пространстве. Покрышка – частный случай Ф. Флюидоупорные свойства пород постоянны только при конкретных геохимич. и термодинамич. параметрах недр. При изменении последних осуществляется инверсия коллекторов во Ф. и в обратном направлении благодаря процессам уплотнения, трещинообразования и разуплотнения, эпигенетич. преобразованиям пород. Способность Ф. окрашивать флюиды зависит от литологич. состава и неоднородности Ф., минер. состава пород, структуры порового пространства, перепада давлений в кровле и подошве Ф., величины капиллярного давления флюидов, мощности Ф. Ряд исследователей считает, что существует линейная зависимость между мощностью глинистой покрышки и высотой залежи $H = Kh$, где H – высота залежи, h – мощность покрышки, K – коэффициент за-

Таблица. Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород (по А. А. Ханину)

Группа флюидоупоров	Максимальный размер пор, мкм	Проницаемость, мкм ²	Давление прорыва* газа, МПа
A	0,01–0,005	10 ⁹	10,0
B	0,02–0,01	10 ⁹ –10 ⁸	10,0–5,5
C	0,05–0,02	10 ⁸ –10 ⁷	5,5–2,0
D	0,1–0,05	10 ⁷ –10 ⁶	2,0–0,7
E	1,0–0,1	10 ⁶ –10 ⁵	0,7–0,3
F	1	10 ⁵	0,3

* По лабораторным данным, превышает пластовое давление на 20–30%.

висящий от фазового состояния флюида, формы и строения Ф., структуры, минер. состава пород покровышки, степени *литологической неоднородности*, избыточного давления, тектонич. особенностей (т. е. для разл. нефтегазоносных районов коэффициенты дифференцированы).

В основу классификации Ф. заложены принципы генезиса, однородности и площади распространения. Однородные Ф. отличаются от неоднородных содержанием других пород не более 25%. Однородные Ф. подразделяются на: терригенные – глинистые и алевроитовые; галогенные – галитовые и сульфатные; хемогенные – карбонатные; криогенные – песчаные и алевроитовые. Структура пустотного пространства глинистых Ф. характеризуется миним. размером частиц и пор, что позволяет относить их к наиболее надежным Ф. (табл.). Качество глинистых Ф. определяется минералогич. составом пород, структурой, набухаемостью минералов, сорбционной способностью, величиной емкости поглощения, составом поглощенного комплекса, наличием органич. вещества.

По масштабам распространения глинистые Ф. классифицируются на региональные, зональные и локальные. Галогенные покровышки обеспечивают сохранность залежей в карбонатных коллекторах благодаря высокой пластичности галитовых толщ большой мощности. Для отд. районов *Волго-Уральской нефтегазоносной провинции* галогенные покровышки миним. мощности 20 м обеспечивают надежное экранирование залежей. Распространены региональные и зональные галогенные Ф. Надежность экранирования залежей хемогенными карбонатными Ф. нек-рыми исследователями отрицается или не признается возможность сохранения залежей. Обязательным условием экранирования является наличие глинистой примеси в карбонатных Ф. Последние за счет невыдержанности состава принадлежат к зональному и локальному типам. Криогенные покровышки существуют в районах развития вечной мерзлоты за счет возникновения льдистого цемента в терригенных породах. Понятия-синонимы «полунопокровышка», «ложная покровышка», «промежуточный комплекс» определяют толщу пород между кровлей коллектора и подошвой Ф., к-рая одновременно обладает нек-рыми свойствами

покрышки и коллектора, т. е. плохо проницаема и содержит те же углеводороды в виде признаков нефтегазоносности, что и экранируемые Ф. залежи. Ареалы вторжения углеводородов в толщи, перекрывающие пласты-коллекторы вследствие своей вторичной генетич. природы, не могут рассматриваться как полупокровышки. В многопластовых м-ниях углеводородов разделы пластов-коллекторов иногда близки по своим свойствам к полупокровышкам.

Лит.: Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии, М., 1998.

ФОНД СКВАЖИН – число и классификация (по состоянию и назначению) всех пробуренных скважин (на м-нии, *газовом промысле* или *подземном хранилище газа*).

В этот фонд входят все разведочные, эксплуатационные, наблюдательные и спец. скважины (подробно см. в ст. *Скважина*). Они подразделяются на ликвидированные и функционирующие для реализации эксплуатационных, наблюдательных или спец. функций. Функционирующие скважины находятся на балансе газодоб. предприятия.

Эксплуатационный Ф.с. включает часть функционирующих скважин, к-рые используются для добычи газа. Сюда относятся и разведочные скважины, переведенные в разряд эксплуатационных.

Действующий эксплуатационный фонд – часть эксплуатационного Ф.с., к-рые в отчетном году добывали газ в течение суток и более. Разницу между эксплуатационным Ф.с. и действующим эксплуатационным фондом составляют скважины, простаивающие в году по к.-л. техническим (ремонт) или технологич. причинам.

Наблюдательный Ф.с. представлен неэксплуатируемыми скважинами, по которым производится регулярное наблюдение за динамикой *пластовых давлений*, за положением *газоводяного контакта*, газоконденсатной характеристикой и пр.

Специальный Ф.с. включает скважины, предназначенные для проведения спец. исследований или опытных работ по испытанию новых технологий или техники.

Лит.: Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата (под ред. Ю. П. Ко-

ротаева и Р. Д. Маргулова), т. 1–2, М., 1984; Коротаев Ю. П., Ширковский А. И., Добыча, транспорт и подземное хранение газа, М., 1984.

Г. А. Зотов.

ФОНТАННАЯ АРМАТУРА, см. в ст. *Устьевое оборудование*.

ФОРМАЦИЯ (от лат. *formatio* – образование) – естественная совокупность горн. пород, связанных общностью условий своего образования, т. е. возникших в сходной физико-географич. и тектонич. (геодинамич.) обстановке. Характеризуется мощностью в сотни и даже тыс. м, площадью развития в многие тыс. км².

В России наибольшее признание имеют парагенетическое (Н. С. Шатский, Н. П. Херасков и др.) и генетич. толкование Ф. (В. В. Белоусов, Д. В. Наливкин и др.). Стратиграфич. толкование было распространено в осн. среди амер. геологов в 19 – нач. 20 вв. По Н. С. Шатскому, Ф. – естеств. комплексы, сообщества или ассоциации горн. пород, отд. части к-рых парагенетически связаны друг с другом в возрастном и в пространственном отношении. В. В. Белоусов рассматривает Ф. как комплекс осадочных толщ, соответствующий определенной стадии геотектонич. цикла. Иногда Ф. определяют как комплекс пород, образованный в определенной геотектонич. зоне (платформа, складчатая обл.), в определенной фазе цикла и определенных климатич. условиях. В стратиграфич. толковании Ф. идентична понятию свиты.

В прикладных отраслях геологии большим распространением пользуется парагенетич. толкование Ф. Существует понятие конкретных и абстрактных Ф.-формационных типов. Большую часть составляют осадочные и эффузивно-осадочные Ф. Среди осадочных Ф. важную роль играют след. группы абстрактных Ф.: молассы (комплекс преим. грубообломочных пород, выполняющих краевые и межгорн. прогибы), флиш (мощная серия морских обломочных пород с характерным ритмичным чередованием нескольких разновидностей слоев), песчано-глинистые, сланцевые, терригенно-кремнистые, терригенно-карбонатные, известняковые, известняково-доломитовые, эвапоритовые. Независимо от принципа выделения Ф. последние отражают тектонич. режим и климат. Ф. могут быть монофациальными (и однородными), но чаще они полифациальны и включают сообщества горн. пород. Осадочные Ф. по стратиграфич. объему соответствуют ярусу, отделу, реже части яруса или нескольким отделам, а по *толщине* (мощности) составляют (в зависимости от тектонич. условий образования) осадочные комплексы от единиц м до первых км.

Нефтегазоносные Ф. – обособленные по литологич. составу и строению толщи, содержащие залежи углеводородов. По объему они близки к *нефтегазоносному комплексу*, иногда совпадают с ним. Однако те и другие выделяют по разным принципам: единство литологич. состава и строения (нефтегазоносные Ф.); общность особенностей нефтегазо-

ности ряда пластов, включая гидродинамику и наличие общего регионального флюидоупора (нефтегазоносные комплексы).

Среди нефтегазоносных Ф. важную роль играют: песчано-глинистые сероцветные морские (в т.ч. шельфовые и склоновые – клиноформные), песчано-глинистые субугленосные, песчано-глинистые глауконитовые (чаще газоносные), песчано-глинистые красноцветные (газоносные), рифово-банковые известняковые и близкие к ним биогермосодержащие известняковые и известняково-доломитовые. Абс. запрета на нефтегазоносность нет ни для одного типа осадочных (и осадочно-эффузивных) Ф. Ряд типовых Ф. нефтегазоносны в единичных случаях или характеризуются низкой продуктивностью, т.н. нетипичные нефтегазоносные Ф.: флишевые, молассовые, вулканогенно-осадочные, слоистых известняков, кор выветривания, глинистые, эвапоритовые, сульфатно-карбонатные и др. Однако в отд. случаях нетипичные нефтегазоносные Ф. оказываются главными или единственно продуктивными в регионе.

Стратиграфич. разрез, подразделенный на Ф., наз. вертикальным формационным рядом. Понятие о латеральном формационном ряде отражает смену одной Ф. другими разновозрастными или приближенно разновозрастными Ф.

Формационный анализ является важным инструментом в палеотектонике, палеоклиматологии. Формационный подход находит использование в нефтегазовой геологии, особенно при прогнозе качеств. особенностей нефтегазоносности.

Н. А. Крылов.

ФОРМУЛА НЕСТАЦИОНАРНОГО ПРИТОКА (ФНП) газа к скважине – композиционные аналитич. модели притока газа, получаемые путем решения дифференциальных уравнений нестационарной фильтрации газа. В закрытой после эксплуатации скважине ФНП описывает восстановление, а в скважине после пуска ее в эксплуатацию – стабилизацию забойного давления.

Формула стабилизации давления при пуске скважины в эксплуатацию – кривая стабилизации давления – имеет вид:

$$\Delta P^2(t) = P_{пл}^2 - P_3^2(t) = \beta q_r(t) \ln \left[\frac{2,25 \kappa}{R_{с пр}} \tau \right] + b q_r^2(t),$$

где $\beta = \frac{\mu z T_{пл} P_{ст}}{2\pi k h T_{ст}}$; $\kappa = P_{пл}/m\mu$ – коэф. пьезопроводности пласта; μ – коэф. динамич. вязкости газа при пластовых давлениях $P_{пл}$ и тем-ре $T_{пл}$; z – коэф. сжимаемости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$; k – коэф. проницаемости; h – эффективная толщина пласта; m – эффективная пористость пласта; $T_{ст}$ – стандартная тем-ра, 293 К; $T_{пл}$ – пластовая тем-ра; $P_{ст} = 1,033 \text{ кгс/см}^2$; $R_{с пр} = R_c \exp(-C)$ (C –

величина *скин-эффекта*, или качества вскрытия пласта); $\tau = Q_{гд}(t)/q_r(t)$ – приведенное время; $Q_{гд}(t)$ – накопленная добыча газа за время t [при $q_r = \text{const}$ накопленная добыча $Q_{гд}(t) = q_r t$ и $\tau = t$].

Формула восстановления давления после закрытия скважины – кривая восстановления давления – имеет вид:

$$\Delta P_3^2(t) = P_3^2(t) - P_{30}^2 = \beta q_{г0} \ln [2,25 \kappa t / R_{с пр}] + b q_{г0}^2,$$

где P_{30} и $q_{г0}$ – забойное давление и дебит газа перед остановкой скважины, работавшей длительное время с постоянным дебитом ($q_{г0}$).

С помощью кривых восстановления и стабилизации давления определяются проводимость, пьезопроводность, *пористость, проницаемость, трещиноватость, неоднородность пластов-коллекторов* и др. Кривые позволяют также оценивать изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очищение *призабойной зоны* и др.). На форму кривой восстановления давления влияют приток газа в скважину после ее остановки, неизотермичность процесса восстановления давления, неоднородность пласта (в т.ч. тектонич. и литологич. нарушения), межпластовые перетоки и др. Те же факторы влияют на форму кривой стабилизации давления, однако чаще искажение вызывает изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины неоднородностью пласта по площади и мощности.

ФНП газа используют обычно для *газодинамического каротажа* газоносного пласта с целью определения его агрегатных параметров и разл. типа неоднородностей.

ФНП газа к горизонтальным скважинам учитывают специфику линий тока газа к горизонтальным рядам стоков, законы фильтрации и затраты пластовой энергии при движении газа в горизонтальном стволе. Они используются для газодинамич. каротажа зон дренажа и аппроксимации *индикаторных линий*.

ФНП газа к скважине используются также для формирования численных математич. моделей залежей газа и их адаптации по истории разработки.

Лит.: Николаевский В. Н. и др., Механика насыщенных пористых сред, М., 1970; Гриценко А. И. и др., Руководство по исследованию скважин, М., 1995; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ФОРМУЛА СТАЦИОНАРНОГО ПРИТОКА (ФСП) газа к скважине – математич. модель стационарной (установившейся) фильтрации, при к-рой ее параметры (давление, расход) постоянны во времени.

ФСП газа получается путем композиции разл. участков *дренажной области* скважины, в каждом из к-рых приняты соответствующие законы фильтрации (линейные и нелинейные), приближен-

ные кинематич. схемы фильтрационных потоков, соответствующие условия сочленения потоков на границах участков.

ФСП газа используется для аппроксимации экспериментальных точек *индикаторной линии* газовой скважины, являясь ее теоретич. аналогом.

В зависимости от принятой композиционной модели течения, модели изменения параметров пласта и свойств газа (*вязкость, плотность*) ФСП газа в координатах ($P_{пл}^2 - P_3^2$) от q_r ($P_{пл}$, P_3 – пластовое и забойное давление; q_r – дебит газа) может иметь линейный и нелинейный вид.

Линейная ФСП газа (модифицированная формула Дюпюи – Вейсбах) имеет вид:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = a q_r,$$

где a – линейный (вязкостный) коэф. фильтрационного сопротивления газовой скважины.

Линейный коэф. (a) зависит от структуры параметров и размеров дренажной области скважины, качества вскрытия пласта (включая *скин-эффект*), конструкции забоя (открытый, перфорированный и пр.).

Нелинейная ФСП газа (двучленная) имеет вид:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = a q_r + b q_r^2,$$

где b – нелинейный коэф. фильтрационного сопротивления скважины.

Нелинейный коэф. (b) в общем случае может зависеть так же, как и линейный коэф. (a) от структуры, параметров и размеров дренажной области, качества вскрытия пласта, конструкции забоя, а также от величины инерционной составляющей в нелинейном (двучленном) законе фильтрации; характера экспериментальных зависимостей свойств газа (вязкость, плотность) и параметров пористой среды (*проницаемость, макрошероховатость*) от изменения давления.

В связи с этим нельзя априори судить о законе фильтрации по форме индикаторной линии и наоборот. При использовании линейного закона фильтрации в соответствующих моделях можно получить нелинейную ФСП газа.

Экспериментальные исследования показывают, что в большей части дренажной области скважины фильтрация газа в большей степени соответствует линейному *закону Дарси*. Существование отклонения от этого закона происходят в непосредств. близости к забою скважины и перфорационным каналам. Это зоны действия *нелинейных законов фильтрации*.

Если использовать концепцию плавного перехода линейного закона фильтрации в нелинейный при увеличении скорости фильтрации, то в композиционной модели стационарного притока газа к скважине появляется подвижная граница, разделяющая зоны с двумя законами фильтрации.

Тогда в общем случае ФСП газа к скважине имеет вид:

при $q_r \leq q_{гкр}$

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = a q_r;$$

при $q_r \geq q_{гкр}$

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = (a - b q_r) q_r + b q_r^2 - (q_{гкр} \ln q_r / q_{гкр}) q_r.$$

Здесь $q_{гкр}$ – критич. дебит скважины, определяющий аппроксимационную точку перехода линейной ФСП к нелинейной. Значение $q_{гкр}$ определяется по результатам испытания скважины.

В заруб. практике для аппроксимации индикаторной линии также используют степенную ФСП газа в виде:

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_3^2 = q_r^n,$$

где n – коэф. нелинейности индикаторной линии, изменяющийся от 1 до 2.

При существ. зависимости параметров газа (вязкость, плотность) и пласта (проницаемость) в ФСП газа используют вместо функций (P^2) спец. функцию, назв. функцией Лейбензона.

ФСП газа к горизонтальным скважинам (композиционные аналитич. модели) учитывают специфику ли-

ний тока газа к горизонтальным рядам стоков, законы фильтрации и затраты *пластовой энергии* при движении газа в горизонтальном стволе. Они используются для *газодинамического картожа* зон дренажа и аппроксимации индикаторных линий.

ФСП газа к скважине используются также при формировании численных математич. моделей залежей газа и их адаптации по истории разработки.

Лит.: Зотов Г. А., Тверковкин С. М., Газогидродинамические методы исследования газовых скважин, М., 1970; Энциклопедия газовой промышленности (пер. с франц.), М., 1994; Алиев З. С., Шеремет В. В., Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты, М., 1995; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ФРАНШИЗА, см. в ст. *Экологическое страхование*.

ФУНДАМЕНТ (от лат. fundamentum – основание) платформы – ниж. структурный этаж *платформы*, подстилающий *переходный комплекс* и *платформенный чехол*. Ф. любой платформы гетерогенен по составу пород, возрасту их складчатости и метаморфизма.

Ф. древних платформ (т. н. кристаллический Ф.) представлен первично осадочными и эффузивными метаморфическими породами и интрузивными породами (преимущественно гранитоидами) и образовался в условиях геосинклинального и предшествовавшего ему тектонического режимов. Ф. молодых платформ (т. н. складчатый Ф.) сложен метаморфическими породами разл. первичного генезиса, интрузивными, а также относительно слабо измененными интенсивно дислоцированными осадочными и эффузивными породами. Сформирован в условиях геосинклинального тектонического режима.

Различают: внутр. структуру Ф. – зоны, структуры, геологич. тела самого Ф.; структуру поверхности Ф. – структуры подошвы платформенного чехла или переходного комплекса (образованы при переходном или платформенном тектонич. режиме).

Породы Ф. содержат гл. обр. залежи нефти, приуроченные к выступам поверхности Ф. и связанные с зонами химич. или механич. дезинтеграции кристаллич. пород. Залежи могут быть высокопродуктивными (напр., м-ния шельфа Вьетнама).

Х

ХАРАСАВЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (Харасавейское месторождение) газоконденсатное – уникальное по запасам, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в сев.-зап. части п-ова Ямал, в 480 км к С. от г. Салехард. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1974. Разрабатывается с 1975.

М-ние приурочено к сев. окончанию Нурминского мегавала. На Ю. оно сочленяется с *Крузенштернским месторождением*, на С.-З. уходит в акваторию Карского м. М-ние слагают кайнозойские, меловые и юрские отложения общей мощностью 5–7 км. По кровле сеноманских отложений верх. мела представляет собой брахиантиклинальную складку, размеры к-рой 58×16 км, амплитуда 110 м. Газоносность связана с песчано-алевролитовыми меловыми отложениями сеномана, альба, анта, неокома, ср. и ниж. юры. На глуб. 718–3335 м выявлено 22 залежи, из них 5 газовых и 17 газоконденсатных.

Сеноманские отложения (пласт ПК₁) залегают на глубинах 718–801 м; газонасыщенная толщина 35,7 м; пористость коллекторов 31,5%, газонасыщенность 0,75; начальное пластовое давление 8,95 МПа. Дебиты газа до 522 тыс. м³/сут (диам. штуцера 22 мм). ГВК отмечается на абс. отметках от –787 до –791 м. Газ в осн. метановый (98,6%). Продуктивные отложения верх. части ганючинской свиты турона верх. мела (пласт ТП₁₋₅) залегают на глуб. 1398–1559 м, газонасыщенная толщина 50,9 м, пористость 25,3%, начальное пластовое давление 15,5 МПа. Нижележащие продуктивные отложения этой свиты (пласты ТП₆–ТП₂₆ и БЯ₁–БЯ₈) расположены на глуб. 1500–2735 м, газонасыщенная толщина от 3,8 до 17,6 м, пористость 14–23%, начальные пластовые давления 16–49,7 МПа. Юрские отложения (пласты Ю₂–Ю₃) расположены на глуб. 3280–3335 м, газонасыщенная толщина 2–2,4 м, пористость 15%, газонасыщенность 0,7, начальное пластовое давление 63,3 МПа. Дебиты газа в юрских отложениях 80–100 тыс. м³/сут. С глубиной увеличивается содержание гомологов метана (от 0,03 до 8%) и конденсата (от 2,5 до 203 г/м³). Залежи пластовые сводовые, массивные и пластовые. Сводовые залежи литологически экранированные. ГВК на абс. отметке от –790 до –2415 м.

На нач. 2002 начальные разведанные запасы газа категории А + В + С₁ оценены в 1259 млрд. м³, по категории С₂ – 364,5 млрд. м³. Накопленная добыча –

1,0 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению.

В. И. Старосельский.

ХАТАНГСКО-ВИЛЮЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ – охватывает территорию Таймырского (Долгано-Ненецкого) авт. округа и центр. части Респ. Саха (Якутия). Общая пл. св. 800 тыс. км².

Тектонически провинция приурочена к Вилюйской синеклизе и Енисейско-Хатангскому и Предверхоанскому перикратонным (краевым) прогибам *Сибирской платформы*. Юго-зап. ограничением являются Анабарская и Непско-Ботуобинская антеклизы. В Енисейско-Анабарской (сев.-зап.) части провинции выделяются крупные субширотные структуры: Танамско-Малохетский, Рассохинский, Балахинский мегавалы, разделенные Туровским, Боганидским мегапрогибами, и др. Поверхность разновозрастного (архейско-байкальского) фундамента погружается до 15 км в западной и до 8 км в вост. частях Енисейско-Хатангского прогиба, в зап. части к-рого преобладают отложения мезозоя, в восточной – верх. палеозоя и мезозоя.

Лено-Вилюйская (юго-вост.) часть провинции характеризуется наличием двух основных тектонич. зон: Вилюйской синеклизы и Предверхоанского краевого прогиба. Мощность осадочного разреза превышает 10 тыс. м, б.ч. к-рого приходится на отложения верх. палеозоя (перми) – мезозоя. В пределах провинции выделяются (см. рис. к ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*): Енисейско-Хатангская, Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская, Предверхоанская и Вилюйская нефтегазоносные области. За исключением последней, все области приурочены к сегментам Хатангско-Предверхоанской системы прогибов, внеш. часть к-рых перекрыта надвигами складчатых сооружений палеозой (Таймыр) и мезозой (Верхоанский антиклинорий).

Осадочный чехол представлен эвапоритово-терригенно-карбонатными позднекриптозойскими, палеозойскими и преим. терригенными мезозойско-кайнозойскими отложениями. Характер чередования проницаемых и экраннующих толщ (табл.) позволяет расчленить чехол на неск. *нефтегазоносных комплексов* (НГК). Пром. скопления в осн. газа приурочены к терригенным образованиям пермского, триасового, юрского и мелового нефтегазоносных комплексов.

Систематич. геолого-поисковые работы начались в кон. 1940-х гг. Первое газонефтяное Южно-Тигянское м-ние открыто в 1948. В последующем были выявлены Усть-Вилюйское (1956), Нижнехетское (1965), Зимнее и Мессояхское (1966), Джангодинское (1967) м-ния и др.

В пределах провинции выявлено более 20 м-ний углеводородов, б.ч. к-рых сконцентрирована в зап. части Енисейско-Хатангской и Вилюйской нефтегазоносных областях. М-ния связаны с антиклинальными структурами и литологически экранированными ловушками. Структурные формы и типы залежей нефти и газа разнообразны. В составе газа пермских отложений преобладают углеводороды, однако иногда содержание азота достигает 68%. Газовые конденсаты вендско-кембрийских терригенных отложений имеют низкую плотность, практически не содержат смол и парафина, плотность конденсатов карбонатных отложений от 0,68 до 0,79 г/см³. Состав нефтей меняется по разрезу с увеличением сернистости (до 1,4%) и содержания смол (до 24%) в карбонатных образованиях. Начальные пластовые давления могут быть аномально высокими (в ниж. части разреза) и аномально низкими (в верхах).

Начальные суммарные ресурсы газа провинции оцениваются в 12 трлн. м³.

Таблица. Характеристика основных нефтегазоносных комплексов Хатангско-Вилюйской нефтегазоносной провинции

НГК	Мощность, м	Экран	Коллекторы	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²
Пермский	1500 и более	вулканогенно-терригенные отложения	песчаники	15–20	0,3
Триасовый	более 600	глинистые отложения	песчаники, аргиллиты	5–24	0–1,0
Юрский	более 1000	глинистые отложения	песчаники, аргиллиты	5–30	0–3
Меловой	до 2000 и более	глинистые отложения	песчаники	до 30	до 1,2

Разведанность ресурсов изменяется от 2,6 (Таймырский округ) до 12,3% (Якутия). Добыча газа в небольших объемах осуществляется для снабжения Норильского пром. района и гг. Якутск и Мирный.

Ю. Б. Силаитьев.

ХОЛОДИЛЬНАЯ УСТАНОВКА (машина) – комплекс технич. средств, в к-ром реализуются обратные термодинамич. циклы, позволяющие осуществлять перенос теплоты от менее нагретых тел к более нагретым.

В зависимости от используемых физич. процессов Х.у. разделяют на след. типы: основанные на фазовых переходах веществ (парокомпрессионные, эжекторные, абсорбционные); использующие процесс расширения газов с произ-вом внеш. работы (детандерные); без произ-ва работы (дрессельные, вихревые, пульсационные). Х.у. принято также классифицировать по виду используемой энергии, холодопроизводительности, температурному уровню, используемому рабочему веществу (холодильному агенту) и др. параметрам.

Эффективность Х.у. определяют: холодильный коэффициент (отношение холодопроизводительности к затраченной работе), уд. затраты энергии на произ-во холода (обратная величина холодильного коэф.), эксергетич. кпд, массогабаритные и экономич. показатели.

Первые Х.у. появились в 19 в. Одна из старейших Х.у. – абсорбционная. Ее изобретение и конструктивное оформление связано с именами Дж. Лесли (Великобритания, 1810), Ф. Карре (Франция, 1850) и Ф. Виндхаузена (Германия, 1878). Первая парокомпрессионная Х.у., работавшая на эфире, построена Дж. Перкинсоном (Великобритания, 1834). В 1874 К. Линде (Германия) построил аммиачную парокомпрессионную Х.у., к-рая положила начало холодильному машиностроению.

Действие парокомпрессионных Х.у. основано на использовании теплоты испарения жидких рабочих веществ – хладагентов (аммиак, фреоны, углеводороды, смеси разл. веществ), пары к-рых сжимаются в компрессоре до давления, обеспечивающего их конденсацию при теплообмене с водой или воздухом. Сконденсированный хладагент собирается в ресивере, из к-рого через регулирующий вентиль подается в испаритель, где выкипает при низком давлении, соответствующем требуемой темп-ре, за счет подвода тепла от охлаждаемого объекта. Для привода компрессора используется механич. энергия.

В Х.у. абсорбционного и эжекторного типа процесс происходит также с изменением агрегатного состояния рабочего вещества. В абсорбционных Х.у. роль механич. компрессора исполняет система абсорбер – генератор. Рабочим веществом служит раствор, состоящий из двух компонентов с разл. темп-рами кипения при одинаковом давлении, один из к-рых – хладагент, другой – поглотитель (сорбент). В практике применяется водо-аммиачный раствор и водный раствор

бромистого лития. В абсорбере происходит поглощение поступающих из испарителя паров холодильного агента слабым раствором при отводе теплоты сорбции. Насыщенный раствор из абсорбера подается в генератор, где из него выпаривается практически чистый холодильный агент при давлении конденсации за счет подвода тепла. Затем холодильный агент конденсируется и подается в испаритель, а слабый раствор из генератора возвращается в абсорбер.

Эжекторные Х.у. так же, как и абсорбционные, используют энергию в виде тепла. Нашли применение пароводяные машины, обеспечивающие охлаждение только до положительных темп-р. Повышение давления от давления кипения до давления конденсации хладагента происходит в эжекторе за счет кинетич. энергии потока из парогенератора.

В детандерных Х.у. обычно не происходит изменения агрегатного состояния вещества. Охлаждение осуществляется за счет адиабатич. расширения предварительно сжатого газа с отводом механич. энергии. В состав детандерной Х.у., как правило, входят компрессор, детандерно-компрессорный агрегат и *теплообменные аппараты*.

В состав вихревых Х.у. входят компрессор, вихревая труба и теплообменные аппараты. В качестве рабочего вещества используется в осн. воздух. Охлаждение с помощью вихревой трубы осуществляется на основе эффекта Ранка, состоящего в том, что в трубе с тангенциальным вводом поток сжатого газа разделяется на два потока, один из к-рых имеет темп-ру ниже исходной, а второй – выше.

Х.у. термоэлектрического типа основана на эффекте Пельтье, заключающегося в том, что при пропускании электрич. тока через соединенные пластины из разл. материалов в местах контактов пластин возникает разность темп-р: один спай нагревается, а другой – охлаждается. Пластины изготавливаются, как правило, из полупроводниковых материалов.

В газовой пром-ти Х.у. используются в процессах промышленной и заводской переработки газа, а также на *компрессорных станциях* магистральных газопроводов. Кроме того, Х.у., а точнее криогенные установки (с уровнем охлаждения ниже -153°C), применяются для произ-ва *сжиженного природного газа*.

В процессах *промышленной обработки* газа холод используется для выделения из газа конденсата в осн. с целью обеспечения дальнейшего однофазного транспортирования газа по трубопроводам.

На *газоперерабатывающих заводах* Х.у. и криогенные установки служат для произ-ва конденсата, широкой фракции легких углеводородов, пропана, бутанов, гелия и др.

На компрессорных станциях *магистральных газопроводов* Х.у. применяются с целью защиты многолетнемерзлых грунтов от растепления.

Для анализа энергетич. эффективности разл. холодильных циклов, исполь-

зуемых в Х.у., обычно проводится их сопоставление с эталонными (идеальными) циклами. Циклы Х.у. обычно изображаются в термодинамич. диаграммах и рассчитываются с их помощью по таблицам или *уравнениям состояния*. Наиболее распространены диаграммы в координатах энтропия – темп-ра, энтальпия – логарифм давления, энтропия – энтальпия.

При переносе теплоты от охлаждаемого объекта к окружающей среде при постоянстве их темп-р T и T_0 идеальным является обратный цикл Карно, обеспечивающий миним. затраты работы (рис. 1). Температурный перепад между источниками теплоты и рабочим телом принимается бесконечно малым, и процессы отвода и подвода теплоты от источников заменяются соответствующими процессами рабочего тела. Применительно к парокомпрессионным Х.у. цикл Карно рассматривается в области влажного пара. В этом случае он состоит из двух изотермических (в испарителе и конденсаторе) и двух адиабатических (сжатие в компрессоре и расширение в *детандере*) процессов.

Холодильный коэф. ϵ обратного цикла Карно составляет:

$$\epsilon = T / (T_0 / T),$$

где T и T_0 – соответственно темп-ра охлаждаемого объекта и окружающей среды, К.

Миним. работа обратного цикла L_0 (Вт) определяется по формуле:

$$L_0 = q_0 \cdot (T_0 / T - 1),$$

где q_0 – холодопроизводительность цикла, Вт. При заданной темп-ре окружающей среды T_0 на единицу получаемого холода затрачивается тем большая работа, чем ниже темп-ра T . Последняя характеризует термодинамич. ценность холода.

Если при теплообмене рабочего тела с окружающей средой и охлаждаемым объектом осуществляют не изотермические, а к.-л. произвольные обратимые процессы (при переменных темп-рах) и при этом разность темп-р между источниками теплоты и рабочим телом в каждой точке бесконечно мала, то при соблюде-

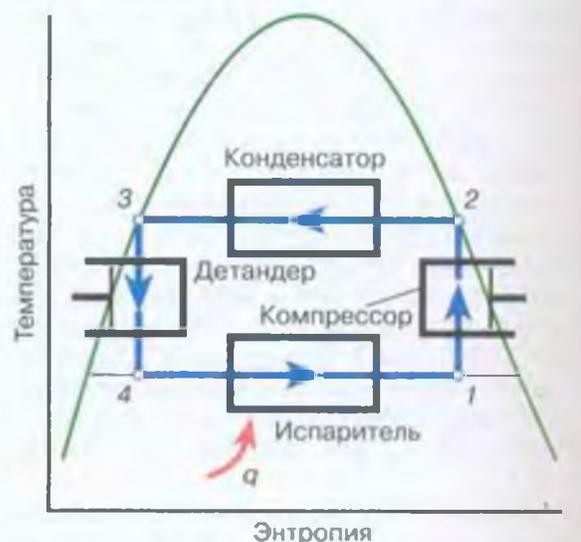


Рис. 1. Цикл Карно: 1, 2, 3, 4 – точки процесса; q – тепло.

нии механич. равновесия цикл рабочего тела будет обратимым. Обратимые круговые процессы протекают различно в зависимости от характера источников. Любой обратимый цикл можно рассматривать как сумму бесконечно малых циклов Карно.

Теплота q_0 , отводимая от охлаждаемого объекта (холодный источник) в процессе $a-b$ (рис. 2), независимо от характера последнего передается окружающей среде с постоянной темп-рой в процессе $c-d$ (цикл Лоренца). Холодильный коэф. такого цикла имеет наибольшее значение по сравнению с любыми другими циклами. Напр., в цикле Карно теплота q_0 от охлаждаемого объекта должна отводиться к рабочему телу, имеющему постоянную темп-ру, что приведет к появлению конечной разности темп-р в процессе теплообмена и, как следствие, к необратимости цикла и уменьшению холодильного коэф.

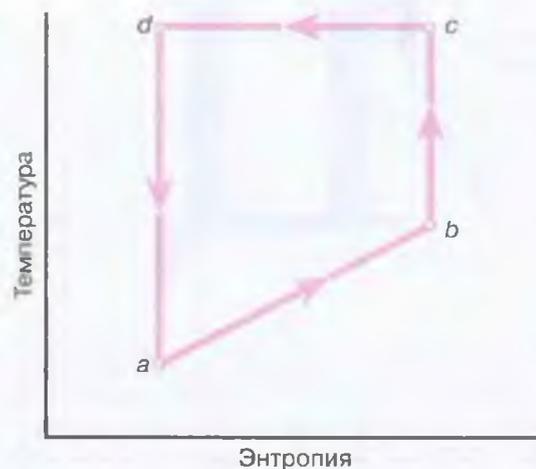


Рис. 2. Цикл Лоренца: $a-b$ – подвод тепла; $b-c$ – сжатие; $c-d$ – охлаждение; $d-a$ – расширение.

Цикл-образец в конкретных условиях должен обеспечивать минимальную затрату работы. Применение во всех случаях универсальных образцов (Карно,

Лоренца) может привести к ошибочным результатам.

На практике при постоянстве темп-р охлаждаемого объекта и окружающей среды близкими к циклу Карно являются циклы пароконденсационных Х.у. на однокомпонентных холодильных агентах. При переменных темп-рах более эффективным является применение циклов на смешанных хладагентах или дегидерных циклов, обеспечивающих неизотермич. процессы подвода и отвода тепла.

Лит.: Соколов Е.Я., Бродянский В.М., Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения, М., 1968; Холод в машиностроении (под ред. А.П. Клименко), М., 1977; Теплофизические основы получения искусственного холода. Справочник, М., 1980.

Н. И. Изотов.

ХОРЕЙВЕРСКО-МОРЕЮСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*.

Ц

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ скважины – заполнение заданного интервала скважины *тампонажным материалом*. Одна из операций *крепления скважин*.

Ц. скважин решает след. задачи: изоляция проницаемых горизонтов друг от друга и предотвращение заколонных перетоков флюидов; удержание *обсадной колонны* (ОК) в подвешенном состоянии и защита ее от воздействия агрессивных пластовых жидкостей; устранение дефектов в крепи скважины; создание разобщающих экранов, препятствующих обводнению *продуктивных горизонтов*; установка высокопрочных мостов в скважине, воспринимающих большие осевые нагрузки, в т. ч. при забуривании боковых стволов, опробовании перспективных горизонтов пластоиспытателями; изоляция поглощающих горизонтов; упрочнение стенок скважины в осыпавшихся породах; снижение теплопередачи в окружающие породы; герметизация устья в случае ликвидации скважины.

Различают неск. основных способов Ц. Прямое Ц. в один прием (или одну ступень) предусматривает закачку тампонажного раствора в ОК с устья и последующую продавку в затрубное пространство на заданную высоту. При ступенчатом способе Ц. тампонажные растворы продавливают за ОК последовательно двумя (или более) порциями-ступенями: вначале через баншак ОК, затем через спец. устройства – муфты ступенчатого цементирования, к-рые устанавливают в колонне на определенном расстоянии от забоя. При этом высоту столба тампонажных растворов в затрубном пространстве наращивают последовательно без разрыва его сплошности. Ц. хвостовиков и секций ОК заключается в закачке тампонажных растворов с помощью *бурильных труб* через баншак ОК одноступенчатым способом без использования ниж. разделительной пробки. При обратном Ц. ОК спускают без обратного клапана, а тампонажные растворы и продавочную жидкость закачивают с устья в затрубное пространство цементируемой колонны с выходом циркуляции через ОК. Встречный (комбинированный) способ Ц. предусматривает Ц. ниж. части ОК прямым способом, а верх. части – обратным способом с осуществлением *гидроразрыва пласта* под баншаком предыдущей колонны. Манжетное Ц. применяют в том случае, когда ниж. участок ОК составлен из труб с заранее профрезеров. отверстиями. В этом случае в состав ОК включают цементирующую муфту, к-рую

устанавливают цемного выше фильтра, наружную манжету зонтичного типа или *пакер* между муфтой и фильтром, а внутри колонны над фильтром – обратный клапан. Наружная манжета или пакер при этом способе препятствуют осадению тампонажного раствора в кольцевом пространстве вниз в зону фильтра.

Технологически упомянутые способы могут быть выполнены в след. вариантах: цементование ОК, находящейся в состоянии покоя на всех стадиях процесса; цементование колонны на весу (на талевой системе) с осевым перемещением ее в период ожидания затвердения цемента при изменении нагрузки на крюке; цементование колонны с расхаживанием или вращением в процессе заканчивания и продавливания тампонажных растворов. В качестве продавочной жидкости используется вода или *буровой раствор*. Для более полного вытеснения последнего из затрубного пространства и удаления глинистых корок со стенок скважины используют т. н. *буферные жидкости*, к-рые закачивают перед тампонажным раствором. Подбор состава тампонажного раствора для конкретных условий осуществляют заранее в лабораторных условиях. Доставку его на буровую осуществляют цементовозами и цементосмесительными машинами. В случае использования тампонажных смесей, приготовляемых непосредственно на буровой, производят 2–3-разовое перетаривание сухой смеси из одной смесительной машины в др. Необходимое число цементируемых агрегатов, цементосмесительных машин и др. техники определяется расчетным путем с учетом технич. характеристик оборудования, объемов тампонажного раствора и продавочной жидкости, а также условий его приготовления в осреднительной емкости. Расстановку и обвязку цементирующего оборудования осуществляют в соответствии со схемами, учитывающими специфику условий бурения и накопленный опыт цементирования ОК. Каждую цементосмесительную машину обвязывают с одним или двумя цементирующими агрегатами, обвязка к-рых с цементирующей головкой, установленной на ОК, осуществляется через блок манифольдов и состоит из 3 осн. напорных линий, две из к-рых присоединяют к боковым кранам для закачивания тампонажного раствора и последующего его продавливания, а третью – к верх. крану крышки головки для продавливания разделительной пробки непосредственно после окончания закачивания раствора в колонну. Закачива-

ние затворяемого раствора в скважины начинают после стабилизации режима работы цементосмесительной машины и поддержания заданной плотности. Контроль плотности и объема закачанного раствора осуществляют с помощью станции контроля цементирования. В процессе Ц. осуществляют: замеры плотности тампонажного раствора ареометром; отбор проб в каждой точке затворения; контроль рабочего давления нагнетания жидкостей по манометрам цементирующего агрегата и блока манифольдов, а также по характеру циркуляции раствора с целью корректировки режима процесса закачивания жидкостей. Для обеспечения непрерывности процесса Ц. продавливание верх. цементирующей пробки начинают сразу после закачивания тампонажного раствора в скважину. Момент окончания продавливания тампонажного раствора фиксируется повышением давления в колонне (давление «стоп») при посадке цементирующей пробки на кольцо «стоп». Для предотвращения резкого повышения давления в колонне заключительную порцию продавочной жидкости закачивают одним или двумя цементирующими агрегатами. Величина давления «стоп» должна превышать макс. давление в конце Ц. на 2,5–3,0 МПа и составлять не более 80% от давления опрессовки обсадных труб перед спуском их в скважину. После окончания продавливания раствора в затрубье скважины избыточное давление на цементирующей головке снижают до атмосферного. Во время ожидания затвердения цемента также, как и в процессе Ц., ОК оставляют подвешенной на талевой системе для обеспечения возможности снижения самопроизвольно возникших нагрузок на крюке до исходной величины. В этот же период контролируют состояние зацементиров. пространства. В случае перекрытия ОК пластов с *аномально высоким пластовым давлением* и газовых горизонтов производят герметизацию затрубья скважины, а в случае возможных газонефтеводопроявлений создают в нем избыточное давление, не допуская гидроразрыва пластов или нарушения обсадных труб.

А. А. Ключов.

ЦЕНТРАЛЬНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, см. в ст. *Оперативно диспетчерское управление*.

ЦЕНТРАЛЬНО-ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Прикаспийская нефтегазоносная провинция*.

ЦЕНТРАЛЬНО-СТАВРОПОЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция*.

ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ КОМПРЕССОР природного газа (устар. – центробежный нагнетатель) – машина для сжатия газа, в к-рой силовое воздействие на газ осуществляется вращающимися лопатками. Вследствие этого механич. энергия привода преобразуется в энергию сжатого газа. Привод Ц. к. как составной части *газоперекачивающих агрегатов* (ГПА) может быть от электрич. и газотурбинных установок.

Оси. преимущества Ц. к.: высокая производительность; динамич. уравновешенность в сочетании с равномерной подачей газа; умеренная металло- и материалоемкость; надежность в работе и простота технич. обслуживания.

Рабочий процесс сжатия протекает в проточной части Ц. к., образуемой входной камерой, рабочими колесами, диффузором, обратными направляющими аппаратами и сборной камерой. В проточной части осуществляется преобразование механич. энергии привода в потенциальную энергию давления газа. Конструктивное исполнение Ц. к. может иметь отличия по конфигурации проточной части при наличии однотипных опорно-уплотнительных узлов и систем смазки подшипников и концевых уплотнений вала. Возможно их исполнение с применением ротора на электромагнитных подшипниках и «сухих» газовых уплотнений.

Параметрич. ряд модификаций компрессоров, соответствующий ряду типовых ступеней сжатия *компрессорных станций* разл. назначения, приведен в табл. Причем параметры компрессора заданной мощности в пределах ступени сжатия должны обеспечиваться в одном и том же корпусе, т. е. за счет применения сменных проточных частей. Представленный ряд перекрывает общий диапазон технологич. параметров Ц. к., допуская в отд. случаях применение одних и тех же модификаций на компрессорных станциях разл. назначения.

Унифициров. корпус компрессора заданной мощности позволяет использовать в нем все сменные проточные части, соответствующие модификациям для *линейных компрессорных станций*. Технологич. параметры дожимных многоступенчатых модификаций Ц. к. имеют более широкий параметрич. диапазон по *степени сжатия* и входному давлению, чем линейные компрессоры. Поэтому применяется неск. корпусов (обычно 2), рассчитанных на разл. давление. Каждый из унифициров. корпусов обеспечивает возможность установки всех сменных

Таблица. Типовой ряд технологических параметров центробежных газовых компрессоров

Компрессорная станция	Компрессор	Мощность ГПА, МВт	Степень сжатия	Выходное давление по ступеням сжатия КС, МПа				
				I	II	III	IV	V
Линейная	Полнонапорный	6–25	1,35		5,5	7,45	–	
			1,44		5,5	7,45	(8,3)	
			1,70		–	7,45	(8,3)	
Дожимная	Многоступенчатый	6–16	1,44	4,0	5,5	7,45	–	
			1,70	2,8	4,5	7,45	12,5	
			2,20	2,0	4,0	7,45	–	
			3,0	1,0	2,8	7,45	–	
Подземного хранилища газа	Многоступенчатый	2,5–16	1,70			7,45	12,5	–
			2,20			7,45	14,7	–
			3,0			7,45	14,7	21

проточных частей по степени сжатия, отличающихся числом рабочих колес.

И. В. Барцев.

ЦИКЛ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН – комплекс работ по *строительству скважины*, включающий вышкостажные работы, работы по проводке ствола скважины, его креплению и опробованию продуктивных объектов (рис.). Охватывает период времени от начала подготовительных работ к вышкостроению до окончания работ по демонтажу буровой установки. Время перерывов между отд. этапами цикла (вышкостроением и бурением, бурением и опробованием, при опробовании между объектами), а также

T_c – продолжительность строительства скважины, сут; H – глубина законченной строительством скважины, м.

К. И. Джафаров.

ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА буровой установки – наземные устройства и сооружения, обеспечивающие *промывку скважины* путем многократной принудительной циркуляции *бурового раствора* по замкнутому кругу: насос – забой скважины – насос. Многократная замкнутая циркуляция дает значительную экономич. выгоду (сокращение химич. реагентов и др.), предотвращает загрязнение окружающей среды стоками бурового раствора.

Вышкостроение		Бурение		Опробование пластов	
Подготовительные работы к строительству скважины	Подготовительные работы к бурению скважины	Испытание обсадной колонны на герметичность	Окончание работ по опробованию пластов		

Цикл строительства скважин.

перерывы внутри этапов включаются в общую его продолжительность. Не включается время консервации скважины, оформленное в установленном порядке.

Продолжительность Ц. с. с. и темп работ по стр-ву скважины характеризуют цикловая скорость ($V_{ц}$) и продолжительность работ по стр-ву скважины (T_c):

$$V_{ц} = 30 \frac{H}{T_c}$$

где $V_{ц}$ – цикловая скорость, м/ст-мес;

Циркуляционная система состоит из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для приготовления буровых растворов, очистки их от выбуренной породы и др. вредных примесей, оперативного регулирования физико-механических свойств раствора, обезвреживания и переработки выбуренного шлама. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обеспечение.

Ч-Ш

ЧАЙВО-МОРЕ – нефтегазоконденсатное м-ние, расположенное на шельфе Охотского м., в 120 км к Ю.-В. от г. Оха, в 12 км от берега о. Сахалин. Входит в *Охотскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1979.

М-ние приурочено к антиклинальной складке размером 4 × 8 км по кровле нижненутовского подгоризонта ниж. миоцена и амплитудой до 150 м. Нефтегазоносные отложения нижненутовского подгоризонта представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, залегающими на глубинах 1175–2787 м. Выявлено 12 продуктивных пластов. Эффективные толщины пластов от 5,1 до 31 м, пористость 19–28%, проницаемость 0,16–0,46 мкм², начальное пластовое давление 11,1–30,7 МПа, пластовая тем-ра 68–87 °С. Газ содержит (в %): метан 92,4–93,1; этан 3,7–4,0; пропан 1,6–1,8; бутаны 0,8–0,9; пентаны и высш. углеводороды 0,2–0,4; азот 0,1–0,3; углекислый газ 0,3–0,4. Плотность нефти 0,832–0,913 г/см³, содержание серы 0,1–0,4%, парафина 0,5–1,3%, смол и асфальтенов 5–13,1%.

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ составили 113,9 млрд. м³, по категории С₂ – 26,6 млрд. м³. М-ние подготовлено к пром. освоению. В. И. Старосельский.

ЧАЯНДИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Респ. Саха (Якутия), в 170 км к З. от г. Ленск. Входит в *Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1980.

М-ние приурочено к одноименному поднятию в присводовой части Непско-Пеледуйского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы. Поднятие осложнено небольшими структурными блоками, флексурами, разрывными нарушениями сев.-вост. и сев.-зап. простирания.

Макс. толщина осадочного чехла, вскрытого глубоким бурением, не превышает 2025 м. Разрез слагают породы вендского, кембрийского, юрского и четвертичного возраста. Пром. газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные залежи выявлены в терригенных образованиях венда (снизу вверх) в талахском, хамакинском и ботуобинском горизонтах.

Наличие дизъюнктивных нарушений в разрезе обусловили приуроченность к блокам самостоятельных залежей углеводородов, отличающихся разновысотностью уровней ГВК и ВНК. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные.

В талахском горизонте на глубине 600–1800 м самостоятельные залежи газа установлены в Северном и Южном-1 блоках. ГВК залежей приняты соответственно на абсолютных отметках –1448 и –1428 м, эффективные толщины 8,6–43 м, пористость 11%, газонасыщенность 51–61%.

Хамакинский горизонт продуктивен в 4 блоках: Северном, Южном-1, Южном-2 и Саманчакинском. В каждом из блоков выявлены чисто газовые залежи, залегающие на глубинах 1490–1860 м, ГВК расположены на абс. отметках –1429 м (Северный), –1411 м (Южный-1) и –1382 м (Саманчакинский). Эффективные толщины изменяются от 2 до 8,8 м (Северный блок), от 9,9 до 21,9 м (Южный-1), 11,4 м (Южный-2) и от 11,8 до 21,5 м (Саманчакинский), пористость от 5 до 12%, газонасыщенность от 69 до 78%, пластовое давление 12,6–12,9 МПа.

В ботуобинском горизонте на глубинах 1429–1914 м установлено 2 блока, к к-рым приурочены самостоятельные залежи газа с *нефтяными оторочками*. ГНК Северного блока на абс. отметке –1490 м, ВНК на абс. отметке –1502 м, на Южном-1 блоке соответственно –1392 м и –1398 м. Эффективные толщины газовых залежей от 1,2 до 14,5 м. Пористость 10–16%, газонасыщенность 79–90%, пластовое давление 13,2–13,3 МПа. В нефтяных частях залежей эффективные толщины 2,3–11,9 м, пористость 17–19%, нефтенасыщенность 83–88%.

Состав газа (в %): метан 84,5; этан 4; пропан 1,5; бутаны 0,6; пентан и высшие углеводороды 0,5; азот 8,0; гелий 0,58.

На нач. 2002 запасы газа категории С₁ составляют 379,7 млрд. м³, категории С₂ – 861,2 млрд. м³. В процессе освоения м-ния добыто ок. 0,1 млрд. м³ газа. М-ние подготовлено к пром. освоению.

Г. Ф. Пантелеев.

ШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО, см. в ст. *Породоразрушающий инструмент*.

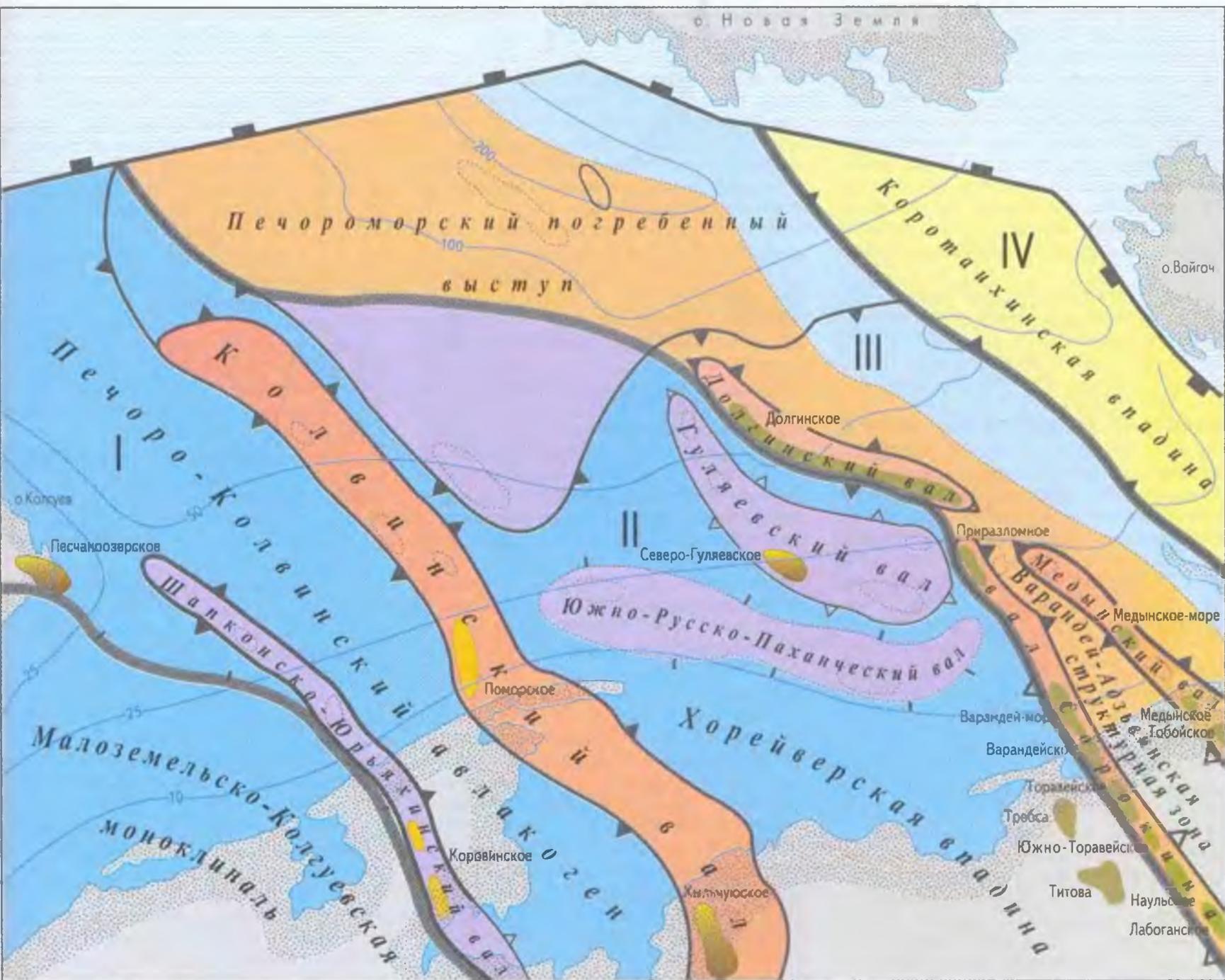
ШЕЛЬФ (англ. shelf – полка, мель) – относительно мелководные (до неск. сотен м) участки дна океанов, окраинных и внутр. морей, окаймляющие континенты и острова. Границей Ш. со стороны суши служит береговая линия, внеш. граница проводится по бровке – перегибу с океанской стороны, ниже к-рого глубины дна резко возрастают. Глубина бровки меняется в широких пределах от десятков м до 400–500 и даже 600–700 м (Японское м.). Там, где бровка в рельефе не выражена (напр., в дельтах крупных рек), за внеш. границу Ш. принимают

изобату 200 м – примерную ср. глубину перегиба. Площадь Ш. 31 194 тыс. км² (ок. 8% площади дна Мирового ок.), ср. глуб. 132 м, шир. от 1–3 до 1500 км.

Общепринятой классификации Ш. нет. Различают континентальные и островные Ш. Островные Ш., как правило, менее приглубые, неширокие, специфичны по рельефу и осадкам. Кроме того, выделяются Ш. активных и пассивных континентальных окраин. Ш. активных окраин отличаются большой сейсмичностью, повышенным тепловым потоком, интенсивными магнитными аномалиями, проявлениями вулканизма. Морфологически они выражены хуже, чем Ш. пассивных окраин: более узкие, имеют крутой ступенчатый склон, часто раздроблены тектонич. разрывами.

Процесс формирования рельефа и осадков на Ш. подчиняется в осн. географич. зональности. Рельеф Ш. обычно выровненный. Шельфовые равнины почти повсюду осложнены разл. формами рельефа тектонического (тектонич. ступени, сбросовые уступы), субаэрального (затопленные долины рек, моренные валы, денудационные останцы и гряды и др.), субаквального (образованные волнами и течениями песчаные волны, гряды, рифели, каналы стока компенсационных и разрывных течений) и прибрежно-морского или берегового генезиса (элементы древних береговых линий – абразионные террасы, реликтовые аккумулятивные формы).

Осадочные отложения на Ш. представлены мощными толщами терригенных, карбонатных, иногда соленосных, континентальных и прибрежно-морских (пассивные окраины), вулканогенных, морских и прибрежно-морских (активные окраины) отложений возрастом от юры и моложе. Отчасти эти отложения деформированы и, как правило, опущены по сбросам на 1–10 км. К новейшим отложениям Ш. относятся осадки позднего плейстоцена и голоцена. В результате трансгрессии на Ш. сформировалась сложная толща отложений, состоящая из субаэральных (составляющих 50–70% всех шельфовых отложений), прибрежно-морских (лагунных, лиманных, баровых) и совр. морских осадков. В толще этих осадков оказались захороненными реликты берегового рельефа и отложений, образующихся на разл. гипсометрич. уровнях. Субаэральные осадки реликтовые. Существ. роль играют также отложения, обусловленные деятельностью льдов и морских организмов. В результате деятельности разл. рода течений



Границы структурных элементов I порядка II порядка III порядка		Категории перспективности (по средним плотностям НСР) Высокоперспективные участки I категории II категории III категории IV категории перспективные структуры, рекомендуемые к первоочередным поискам		Месторождения нефтяные нефтегазовые газоконденсатные -10- Изобаты, м Е. В. Захаров.	
Нефтегазоносные области I Печоро-Колвинская II Хорейвер-Мореюская III Варандей-Адзвйнская IV Коротайхинская границы нефтегазоносных областей		Перспективные участки I категории II категории III категории Малоперспективные участки			

Перспективы нефтегазоносности шельфа Печорского моря.

и волнений обломочный материал (в осн. крупнообломочный) Ш. испытывает постоянное движение, мигрируя к берегу или к бровке. В пределах Ш. (особенно близ устьев рек) осуществляется процесс «лавиной седиментации», в результате которой накапливается значительное кол-во обломочного материала.

В четвертичное время на Ш. проявились процессы, связанные с «вековыми» колебаниями уровня Мирового ок. в результате таяния покровных ледников на материках. Во время регрессии Ш. осу-

шался примерно до глубин 100 м, на осушенной части отлагались субаэральные осадки и формировался субаэральный рельеф. Последующие трансгрессии, амплитуда которых достигла 100–110 м, частично уничтожали осадки и рельеф предыдущих регрессивных эпох. Из-за того, что береговая линия неоднократно мигрировала по верх. части Ш., субаэральный рельеф и осадки раннего и среднего плейстоцена сохранились плохо. В периоды оледенений на Ш. выносились и накапливались огромные массы обломоч-

ного ледникового, флювиогляциального и аллювиального материала. При быстропротекавших трансгрессиях этот материал перерабатывался волнами и значительная его часть выбрасывалась на сушу в приузловую полосу, а затем формировалась в огромные дюнные массивы и береговые аккумулятивные формы.

На Ш. известны многочисленные м-ния разл. полезных ископаемых. Наибольшее значение имеют нефть и газ. В результате поисково-разведочных работ, проводимых ОАО «Газпром» с сер.

1980-х гг. с целью изучения *нефтегазонасности недр шельфа*, выявлены нефтяные месторождения на Печороморском Ш. и газовые – на южном Ш. Карского моря (рис.). Важное пром. значение имеют также россыпные м-ния (источники титана, циркония, олова, хрома, алмазов, золота, платины и др.). Из нерудных полезных ископаемых в пределах Ш. выявлены фосфориты, а также огромные запасы нерудных строительных материалов (песок и гравий, ракушечник и др.).

Международно-правовой режим рос. Ш. регламентирует Закон «О континентальном шельфе РФ», принятый в 1995 с последующими изменениями.

Лит.: Горная энциклопедия (под ред. Е. А. Козловского), т. 1–5, М., 1984–91.

ШКАФНЫЙ РЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, см. в ст. *Газорегуляторный пункт*.

ШЛАМ (нем. Schlamm, букв. – грязь) буровой – смесь жидкости (чаще всего бурового раствора) и частиц разрушенных пород забоя и стенок скважины. Иногда

включает частицы *породоразрушающего инструмента* и обсадных труб.

Обычно буровой Ш. выносятся из скважины промывочной жидкостью. Частицы, к-рые улавливаются при колонковом бурении шламовой трубой, также наз. буровым Ш. Иногда буровой Ш. поднимается на поверхность при чистке скважины спец. приборами (желонками, ложками, стаканами и т. п.).

Для защиты окружающей среды (ландшафта и воздушного басс.) Ш. обезвреживается и перерабатывается в инертный материал.

ШЛЕЙФ, см. в ст. *Системы сбора газа*.

ШТОКМАНОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ газоконденсатное – уникальное по запасам, расположено на шельфе Баренцева м., в 560 км к В. от г. Мурманск. Входит в Восточно-Баренцевскую нефтегазонасную провинцию. Открыто в 1988.

Одноименное поднятие в виде брахиантиклинальной складки размером 51 × 38 км с амплитудой 245 м расположено в пределах Штокмановско-Лунино-

го прогиба Восточно-Баренцевского мегапрогиба. В сводовой части складка осложнена серией разрывных нарушений. Разрез м-ния вскрыт до глуб. 3153 м и представлен четвертичными, меловыми, юрскими и верхнетриасовыми отложениями. Газонасность связана с терригенными отложениями верхней (пласт Ю₀) и средней (пласты Ю₁, Ю₂, Ю₃) юры на глуб. 1814–2317 м. Эффективная толщина пласта Ю₀ – 46,5 м, Ю₁ – 48,8 м, Ю₂ – 17,8 м, Ю₃ – 12,4 м; пористость 17–24%, начальное пластовое давление 20,0–23,9 МПа. Дебиты газа от 12,6 до 1076,5 тыс. м³/сут. Газ содержит (в %): метан 92,4–96,3; гомологи метана 1,9–3,4; азот 1,7–2,5; углекислый газ 0,2–0,7. *Потенциальное содержание конденсата* увеличивается с глубиной от 5,3 г/м³ (Ю₀) до 14,1 г/м³ (Ю₃).

На нач. 2002 запасы газа по категории С₁ составили 2536,4 млрд. м³, по категории С₂ – 668,9 млрд. м³. М-ние подготовлено для пром. освоения.

В. И. Старосельский.



ЭВОЛЮЦИЯ (от лат. *evolutio* – развертывание) скоплений углеводородов – изменение фазового состояния и состава сосуществующих в залежах углеводородов фаз под воздействием изменяющихся геологич. условий в результате тепло- и массопереноса и взаимодействия органич. и минеральной компонент.

При достижении *ловушек* 1-й миграционной волны углеводородов в них начинается формирование углеводородных скоплений. При этом физико-химич. свойства газа, нефти и конденсата, их фазовое состояние меняются постепенно (в течение многих млн. и десятков млн. лет) или геологически мгновенно (в течение десятков и сотен лет). Напр., в результате подвижек по разломам, нарушающим *консервацию* залежей, или прихода значительных кол-в газа поздних (новейших) этапов генерации, в т. ч. его прорыва из более глубоких горизонтов. «Революционные» этапы жизни залежей углеводородов являются также отд. этапами их эволюционного развития от начала процессов *аккумуляции* до частичного или полного разрушения.

Любое природное скопление нефти, «сухого» или конденсатсодержащего газа в земных недрах – результат взаимодействия аккумуляции углеводородов и углеводородных подвижных соединений в ловушки и их рассеивания. Каждое углеводородное скопление в ловушках разл. типа и морфологии имеет свой пространств. ареал генерационно-аккумуляционного влияния (авт. генерационно-аккумуляционный объем), размеры к-рого контролируются тектонич. и литологич. факторами и определяющими их параметрами. Чем крупнее скопление углеводородов и чем меньше содержание *органического вещества* в *материнских породах*, тем больший объем пород (генерирующих, транзитных и аккумулирующих) участвовал в процессах газо- и нефтесбора для данного скопления.

Все звенья генетич. цепи оказывают одновременно-разнонаправленное влияние на Э. скоплений углеводородов в ловушках под влиянием изменяющихся геологич. условий. Вследствие этого залежи газа и нефти с момента их возникновения представляют собой открытые динамич. системы даже в условиях полной изоляции в мощных малопроницаемых толщах.

Э. углеводородных скоплений в ловушках разл. типа в природных резервуарах происходит под влиянием геотермических (*катагенез* органич. вещества и минеральной матрицы пород) и текто-

нич. условий. Первые определяют изменение самого вещества углеводородов, всевозможные его физико-химич. трансформации, а также изменение *фильтрационно-емкостных свойств* пород-коллекторов (через энигенез). Изменение тектонич. условий приводит к изменению физич. параметров углеводородных скоплений (типа скоплений, массы и др.). Вторичные изменения геохимич. условий в материнских породах и литологич. условий на путях миграции и в зонах аккумуляции углеводородов предопределяются также тектонич. и геотермич. факторами. Эволюционное развитие углеводородных систем по мере погружения вмещающих пород приводит к превращению части или всех ресурсов углеводородов из традиционных в нетрадиционные ресурсы.

К важнейшим элементам углеводородных скоплений в земных недрах относятся: величина (геологич. запасы), фазовое состояние углеводородов (количеств. соотношения между газообразными и жидкими фазами); физико-химич. свойства и состав сосуществующих в ловушках фаз; добычные возможности.

Осн. факторы, изменяющие состав нефти, газа и конденсата в процессе Э. углеводородных скоплений: термич. и термокаталитич. процессы, приводящие к изменению физич. свойств и углеводородного состава флюидов; дифференциация (физич. фракционирование) углеводородных флюидов в пределах залежей и по разрезу осадочных пород в результате фильтрационно-миграционных процессов; биодегградация нефтей, приводящая к коренному изменению соотношения отд. компонентов; окисление или осернение нефтей (гипергенные изменения); изменение термобарич. условий, приводящее к гомогенизации или дифференциации углеводородных систем (при повышении давления и темп-ры из нефтегазовой системы образуется газоконденсатная смесь, при их снижении происходит ее разделение на жидкую и газовую фазы); поступление в нефтяную залежь газоконденсатного раствора, снижающего вязкость нефти и нарушающего устойчивость компонентов углеводородных скоплений (из нефти могут выпасть асфальтены и тяжелые смолы, в результате чего нефть станет более подвижной и способной к *ремиграции*).

Э. газовых скоплений представляется след. образом. На этапе *диагенеза* и в начале протокатагенеза (диапазон ДГ и ПК₁) на сравнительно небольших глубинах газогенерация не сопровождается

образованием сколько-нибудь значительных скоплений *свободного газа*, поскольку отсутствуют благоприятные предпосылки для их *консервации*. В высокоширотных областях суши и близ поверхности дна в осадке и в толще воды глубоководных областей Мирового ок. в соответствующих термобарич. условиях часть дна- и протокатагенетич. метана связывается вместе с поровой водой в кристаллогидратах. В условиях протокатагенеза (диапазон ПК₂–ПК₃) в континентальных и прибрежно-морских толщах с гумусовым материнским органич. веществом происходит образование залежей природного (свободного) газа, в составе к-рого резко преобладает изотопически легкий метан (95–99%) с небольшой примесью тяжелых (в осн. этана) углеводородных газов (ТУВГ) и углеводородных компонентов (углекислый газ, азот).

В начале и середине мезокатагенеза (диапазон МК₁–МК₄) суммарное содержание газообразных гомологов в газоконденсатных скоплениях достигает 8–13%, в нефтегазоконденсатных скоплениях, генетически связанных с морскими и озерными толщами со смешанным органич. веществом, содержание ТУВГ может достигать 20–25%. Содержание этана при этом может быть ниже суммы пропана и бутанов, в то время как в неморских субугленосных толщах с преобладающим гумусовым материнским органич. веществом среди тяжелых углеводородных газов доминирует этан. В позднем мезокатагенезе (диапазон МК₄²–МК₅) содержание ТУВГ в свободном газе залежей постепенно уменьшается до 3–5%, вероятнее всего, за счет разбавления метаном, образованным из керогена и битумоидов, эмигрировавшим из материнских пород. В анокатагенезе (АК₁ и АК₂) термически неустойчивыми становятся не только сохранившиеся легкие фракции нефтей (конденсатов), но и ТУВГ. Их содержание в газе снижается до десятых и сотых долей процента. В жестких термоглубинных условиях метаногенеза (антрациты высоких марок) геохронотермически неустойчивым оказывается метан, превращающийся в смесь CO₂ + H₂. При этом водород, в силу его очень высокой подвижности, может прорываться в вышележащие части разреза и участвовать в реакциях гидрирования минеральных и органич. компонентов пород.

Генерация, эмиграция и накопление в ловушках нефтей, связанных с материнским рассеянным органич. веществом су-

щественно сапропелевого типа (кероген типа II по классификации Б. Тиссо), рассеянным в морских и континентальных озерных толщах, начинается в конце протокатагенеза (ПК₃), но наиболее интенсивно происходит в начале мезокатагенеза (диапазон МК₁–МК₂) и постепенно затухает на более высоких стадиях (диапазон МК₃–МК₄).

Термокаталитическая деградация нефтей в залежах (термолитическая – при отсутствии катализа в карбонатных коллекторах), образованных в морских и озерных толщах с сапропелевым органич. веществом (рис. 1), начинается на уровне катагенеза, соответствующем углефикации жирных углей (показатель отражения витринита R° 1,0–1,15%) и активно протекает вплоть до конца мезокатагенеза (коксовые угли в разрезе, R° 1,30–1,35%). В то же время небольшие скопления легких высокопарафиновых нефтей в континентальных и дельтовых толщах с гуму-

совым рассеянным и концентрированным органич. веществом практически исчезают, переходя в конденсатную форму (растворяясь в больших кол-вах свободного газа) уже на уровне катагенеза при R° 1,20–1,28%, т. е. катагенетически «раньше», чем в морских толщах.

При этом процессы термодегградации высокомолекулярных углеводородов и гибридных компонентов битумоидов пород, нефтей и ТУВГ эволюционно связаны с процессами генерации (вторичной и третичной) легких жидких и газообразных углеводородов (преим. метана) и углеводородных газов.

Э. скоплений свободного газа выражается в изменении состава и свойств газовых компонентов, содержании и составе конденсата. Эволюционное развитие нефтей приводит к смене тяжелых смолисто-асфальтеновых нефтей средними по плотности, легкими и конденсатоподобными нефтями. Эволюционное

развитие газовых смесей происходит от метана к метану через смесь углеводородных газов с конденсатом (рис. 2). При этом в зависимости от литологич. состава осадочных пород, типа, микрокомпонентного состава и степени катагенеза органич. вещества состав и свойства углеводородных флюидов варьируют в широком диапазоне даже на одинаковом уровне катагенеза вмещающих толщ с природными резервуарами углеводородов. Характер литологич. состава и параметры органич. вещества определяются формационной принадлежностью и фациальной характеристикой осадочных толщ. Влияние собственно литологич. состава пород выражается в их разном каталитич. воздействии на рассеянное органич. вещество и углеводороды в ловушках.

В угленосных и субугленосных терригенных континентальных, дельтовых и часто в прибрежно-морских толщах в суммарном органич. веществе (рассеянном и концентрированном) резко превалирует собственно гумусовая компонента (витринит + фюзинит) с той или иной примесью лейптинитовых и сапропелевых микрокомпонентов, а в терригенных и карбонатных морских и озерных формациях присутствует смешанное гумусово-сапропелевое или существенно сапропелевое рассеянное органич. вещество. Этим двум крайним рядам литолого-формационных толщ присущи разные вертикально-катагенетические (ВК) ряды углеводородных скоплений в генерационно-аккумуляционных комплексах (ГАК-ряды). Обычно присутствует какой-либо фрагмент ряда в том или ином катагенетич. диапазоне. Полные ВК-ГАК-ряды проанализированы на малом числе природных объектов сев. районов Зап. Сибири, поскольку обычно в большинстве бассейнов присутствует целый набор литолого-формационных комплексов со сложным взаимоотношением пространственных границ, и ВК-ГАК-ряды взаимопроницают в объеме осадочного бассейна.

По мере затухания миграционных процессов вследствие резкого ухудшения коллекторских свойств терригенных толщ в жестких термоглубинных и катагенетич. условиях (диапазон МК₃–АК₁) подавляющая часть ранее существовавших скоплений углеводородов превращается в консервационные с «мертвой» газом и нефтенасыщенностью песчано-алевролитовых коллекторов (открытая пористость менее 10%, *проницаемость* менее $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$). Все большую значимость приобретают трещиноватые карбонатные коллекторы как пути вторичной миграции углеводородов и природные резервуары для скоплений углеводородов с извлекаемыми запасами газа. При этом геологич. ресурсы углеводородов в плотных низкопроницаемых коллекторах относятся к т. п. *нетрадиционным источникам* (ресурсам природного газа).

Лит.: Соколов В. А., Геохимия природных газов, М., 1971; Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений,

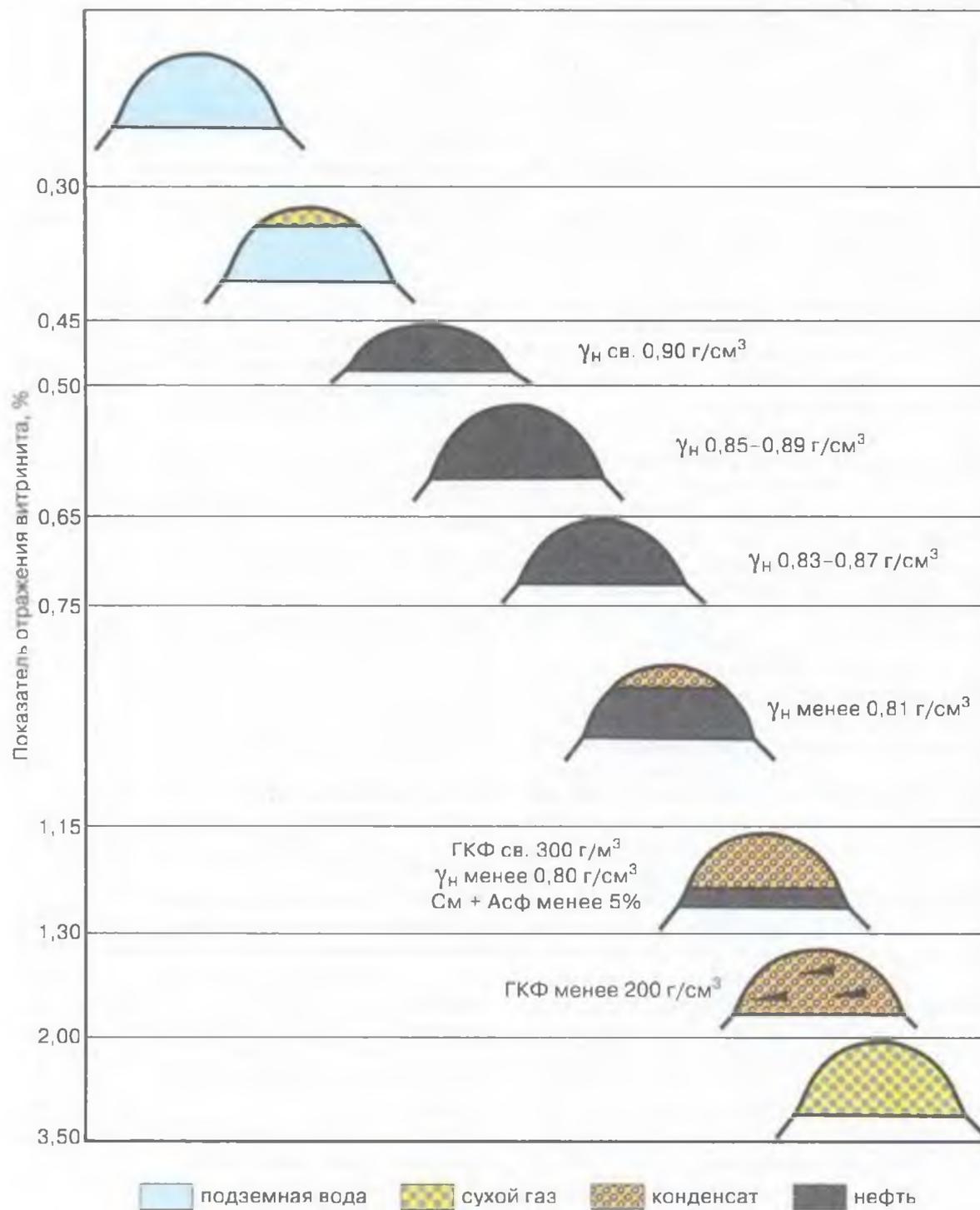


Рис. 1. Схема катагенетической эволюции скоплений углеводородов в морских толщах (сапропелевое органическое вещество): γ_n – плотность нефти, г/см³; ГКФ – газоконденсатный фактор; См – смолы; Асф – асфальтены.

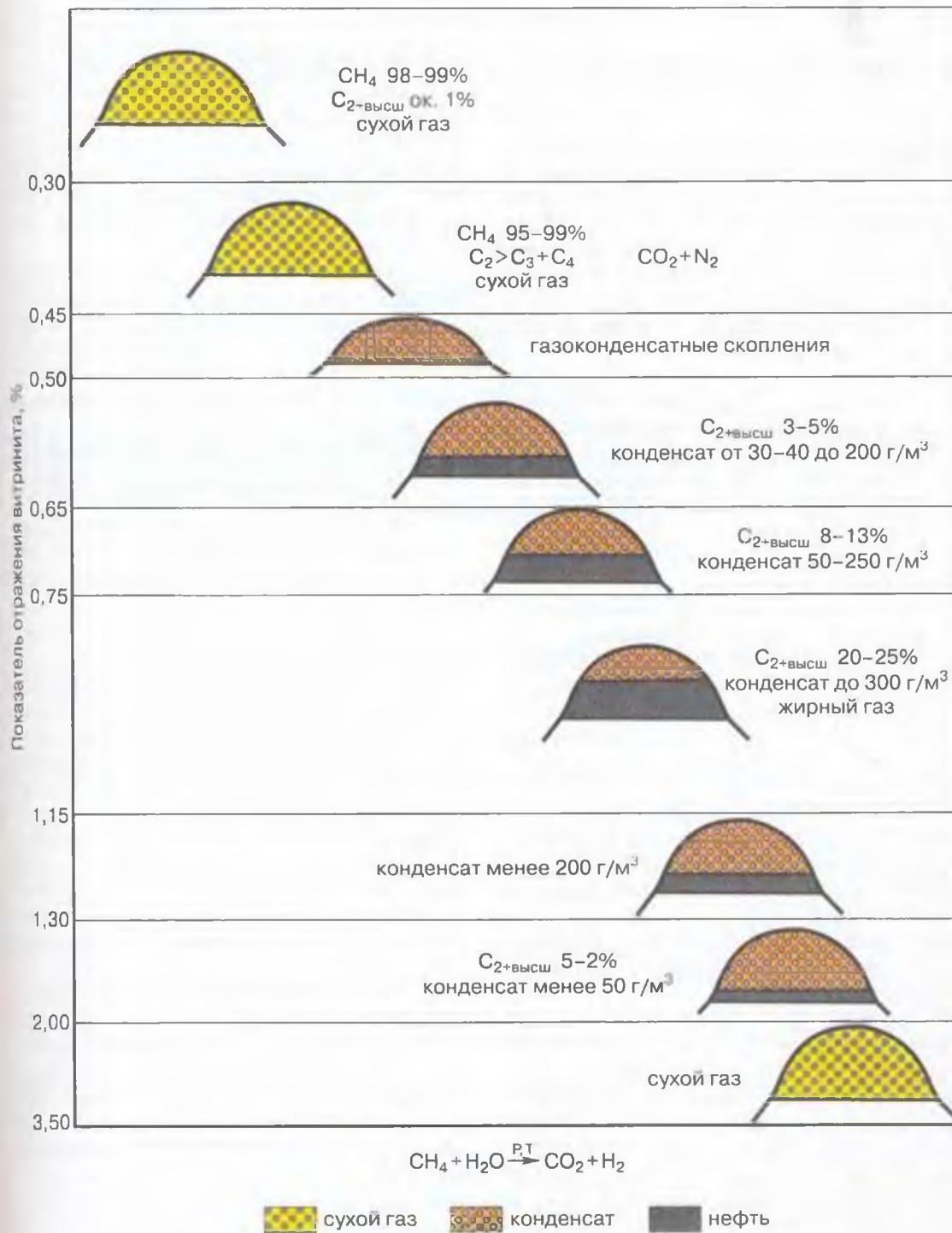


Рис. 2. Схема катагенетической эволюции газовых и газоконденсатных залежей (гумусовое органическое вещество с примесью лейптинита).

М., 1986; Геология и геохимия природных горючих газов (под ред. И. В. Высоцкого), М., 1990
В. А. Скоробогатов.

ЭКВИВАЛЕНТНЫЙ ОБЪЕМ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА – число объемов газа при стандартных условиях, получаемого при испарении объема конденсата. Используется для пересчета жидкой фазы в газовую.

В промышленной практике при расчете добычи конденсата и объемов добываемого из пласта газа возникает необходимость в переводе объемов жидкой фазы в газообразную.

Эквивалентный объем (Γ_3) зависит от мол. массы и плотности конденсата и определяется по эмпирич. формуле:

$$\Gamma_3 = -0,59 \frac{M}{\rho} + 243,$$

где M – мол. масса, ед.; ρ – плотность, г/см³.

Эквивалентный объем не зависит от потенциального содержания конденсата.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО «Газпром» – совокупность научно-технич., технологич., производственных, контрольно-измерительных, природоохранных и соц. мероприятий, направленных на охрану здоровья и безопасность работников компании и населения, минимизацию отрицательного воздействия объектов отрасли на окружающую среду.

Совр. уровень технологии и технологич. оборудования, применяемого в газовой отрасли, не позволяет полностью исключить выбросы загрязняющих веществ. Собств. деятельность газовой пром-сти оказывает сравнительно слабое влияние на окружающую среду: доля выбросов загрязняющих веществ не многим более 4% от суммарных выбросов на предприятиях всех других отраслей пром-сти.

Отношение ОАО «Газпром» к проблемам окружающей среды существенно изменилось в 1990-х гг. в связи с принятием в стране ряда новых законов в области природоохранной деятельности предприятий в соответствии с междунар. конвенциями. Это вызвано также тем, что деятельность ОАО «Газпром» стала международной. Э.п. в области охраны окружающей среды разработана в 1995 с учетом опыта заруб. фирм и в соответствии с проектом Междунар. стандарта ISO 14000.

Осн. направления Э.п. – соответствие рос. законам, нормам и правилам в области охраны окружающей среды; разработка и совершенствование отраслевых нормативов и правил; сотрудничество с законодательными и природоохранительными органами; при разработке экономич. стратегии следование принципам, заложенным в Концепции устойчивого развития, руководство соображениями экологич. целесообразности; при осуществлении деятельности на территории заруб. стран руководство законами, правилами и нормами по охране окружающей среды этих стран; увеличение доли природного газа как экологически чистого вида топлива в топливно-энергетич. балансах регионов; оценка воздействия на окружающую природную среду отраслевых объектов на всех стадиях произ-ва и в процессе эксплуатации объектов; соблюдение всеми работниками правил техники безопасности и экологич. норм и правил; требование от подрядчиков и субподрядчиков проведения также политики по охране здоровья и безопасности ее работников и охране окружающей природной среды; модернизация объектов отрасли в целях снижения аварийности и уменьшения негативного воздействия на окружающую среду, связанного с вредными выбросами и сбросами, начиная от уменьшения выбросов оксидов азота в атмосферу и рекультивации земель до снижения выбросов от парка автомобилей; минимизация земельных отводов под объекты, рекультивация нарушенных при стр-ве земель и осуществление профилактич. мероприятий, предотвращающих загрязнение земель в процессе эксплуатации объектов и сооружений; науч. исследования по охране окружающей среды; создание экологически чистого оборудования и технологий; производств. экологич. контроль за соблюдением нормативов выбросов и сбросов, а также санитарно-гигиенич. нормативов в рабочей и санитарно-защитной зонах объектов и в жилых зонах, расположенных в непосредств. близости от этих объектов; осуществлять инж.-геокриологич. мониторинг объектов, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, а также сопряженный мониторинг компонентов природной среды и состояния здоровья работников отрасли и населения, проживающего в санитарно-защитных зонах; разработка и осуществление мероприятий по снижению потерь природного газа при его добыче и транспортировке; экологический аудит предприятий отрас-

ли и любых территорий, результаты к-рого учитывать при принятии решений; организация *экологического страхования* и создание страховых фондов; создание условий, при к-рых продукция, товары и услуги, предоставляемые отраслю, не могут нанести вред окружающей природной среде; экологич. воспитание и образование работников отрасли и их детей; взаимодействие и сотрудничество с органами власти, общественностью и средствами массовой информации, открыто информируя заинтересов. организации, движения и лица по вопросам Э. э.; ежегодные отчеты по охране окружающей среды.

Концепция устойчивого развития была выдвинута в 1992 на конференции ООН по окружающей среде и развитию в г. Рио-де-Жанейро (Бразилия). Были сформулированы осн. принципы, конкретизирующие понятие устойчивого развития, где особое место отводится энергетике.

Энергетич. составляющую устойчивого развития определяют: ориентация на преимуществ. развитие газовой пром-сти (т. н. газовая пауза); возможность воспользоваться «газовой паузой» для создания экологически чистых технологий использования угля и безопасных атомных станций; развитие ресурсной базы энергетики; эффективность энергосберегающей политики; развитие добывающих, перерабатывающих, транспортных и распределительных энергетич. систем; создание ресурсо- и энергосберегающих технологий: эффективное вовлечение в энергетику возобновляемых источников энергии и создание принципиально новых технологий термоядерной и водородной энергетики. Все это позволит сохранить первичные энергоресурсы органического происхождения для будущих поколений и даст возможность цивилизации развиваться в гармонии с окружающей средой.

В производств. деятельности ОАО «Газпром» и при реконструкции объектов газовой пром-сти возникает ряд сложных экологич. проблем, наиболее важные из к-рых: предотвращение растепления многолетнемерзлых пород; утилизация отходов бурения; сохранение природных ландшафтов; стабилизация объемов выбросов *парниковых газов* (на уровне 1990); снижение выбросов оксидов азота и диоксида серы; во избежание *геодинамического риска* создание системы геодинамич. мониторинга за разработкой м-ний; создание отраслевой системы *экологического мониторинга*.

В 1994 «Газпром» приступил к созданию отраслевой системы *производственного экологического мониторинга* — информационной основы упр-ния программами охраны окружающей среды для предприятий газовой отрасли и как составной части Единой гос. системы экологич. мониторинга. С 1997 разрабатываются проекты производств. экологич. мониторинга, к-рые реализованы для предприятий «Астраханьгазпром», «Оренбурггазпром», «Ямбурггаздобыча», «Урен-

гойгазпром», «Надымгазпром» и «Тюментрансгаз» (2002). А. Д. Седых.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА — система комплексной оценки всех возможных экологич. и социально-экономич. последствий осуществления проектов стр-ва и реконструкции объектов газовой пром-сти, направленная на предотвращение их негативного влияния на окружающую среду и на решение намеченных задач с наименьшей затратой ресурсов. Наряду с *экологическим аудитом* является процессом упр-ния природопользованием.

Оценка возможных последствий должна проводиться до принятия решений о начале деятельности, в процессе к-рого участвуют экологи, управленцы и общественность, т. е. те, на кого могут повлиять последствия принимаемых решений. В рос. системе экологич. оценки выделяют оценку воздействия на окружающую среду и собственно Э. э.

Общие положения об Э. э. содержатся в Законе «Об охране окружающей среды» 1991 с последующими изменениями, а более детальные требования к ее содержанию и порядку проведения установлены Законом «Об экологической экспертизе» 1995. Эти законы определяют в осн. требования к проведению Э. э. В 1994 принято «Положение об оценке воздействия на окружающую среду в Российской Федерации», к-рым следует руководствоваться при оценке проектной документации, проводимой заказчиком. Закон об Э. э. определяет два обязательных ее вида: государственную и общественную.

Принципы проведения Э. э., определенные законом: презумпция потенциальной экологич. опасности любой намечаемой хозяйств. и иной деятельности; обязанность проведения гос. Э. э. до принятия решений о реализации ее объекта; комплексность оценки воздействия на окружающую природную среду хозяйств. и иной деятельности и его последствий; обязательность учета требований экологич. безопасности при ее проведении; достоверность и полнота информации, представляемой на Э. э.; независимость экспертов при осуществлении ими своих полномочий; науч. обоснованность, объективность и законность ее заключений; гласность, участие обществ. организаций (объединений), учет обществ. мнения; ответственность участников и заинтересованных лиц за ее организацию, проведение и качество.

Объектом Э. э. является предпроектная, проектная или иная документация (описывающая намечаемую деятельность), к-рая должна содержать: материалы оценки воздействия на окружающую природную среду; положительные заключения и (или) документы согласований органов федерального надзора и контроля с органами местного самоуправления, получаемые в установленном законодательством порядке; заключения федеральных органов исполнительной власти по объекту гос. Э. э. в случае его рассмотрения указанными органами и за-

ключений обществ. Э. э. в случае ее проведения; материалы обсуждений объекта гос. Э. э. с гражданами и обществ. организациями (объединениями), органов местного самоуправления. Законом также предусмотрена возможность проведения обществ. Э. э., к-рая может осуществляться обществ. организациями, устав к-рых предполагает такой вид деятельности.

Согласно Программе ООН по окружающей среде, эффективно организов. участие общественности включает след. взаимосвязанные компоненты: выявление заинтересованных групп и лиц; своевремен. предоставление достоверной информации в форме, понятной для аудитории; диалог между стороной, принимающей решение, и др. заинтересованными сторонами; использование результатов диалога при принятии решения; предоставление информации о принятых решениях и о том, как на них повлияло участие общественности.

Общественная Э. э. проводится до или одновременно с государственной.

Любая Э. э. является экспертизой конкретной документации (напр., технико-экономич. обоснования проектов намечаемой деятельности или расширения/реконструкции существующей, проекта междунар. соглашения или обоснования заявления о выдаче лицензии). Э. э. могут быть подвергнуты также проекты нормативно-правовых актов, комплексных и целевых федеральных программ, генеральных планов развития территории, схем развития отраслей нар. хоз-ва.

Созданная ОАО «Газпром» в 1994 во ВНИИгазе лаборатория Э. э., проводит ведомственную Э. э. большинства проектируемых и реконструируемых объектов, а также новых технологий и материалов для газового комплекса (рис. 1). Ее проведение не требует спец. лицензии и осуществляется на той же законодательной базе, что и гос. Э. э., при этом используются не только федеральные, но и ведомств. нормативы выбросов и сбросов специфич. для отрасли загрязняющих веществ, размещения твердых отходов и т. д.

Т. к. практически все предприятия газовой пром-сти включены в перечень экологически опасных объектов и видов хозяйств. деятельности, то во ВНИИгаз поступают на Э. э. практически все технико-экономич. обоснования (ТЭО), обоснования инвестиций, проекты сооружений и реконструкции объектов газовой отрасли и др. материалы.

На предварительном этапе лабораторией Э. э. проводится оценка экологич. состояния района размещения, организация и проведение обществ. Э. э.; на этапе подготовки проектной документации (ТЭО) лаборатория осуществляет отраслевую Э. э.; на этапе проведения гос. Э. э. и экспертизы Мин-ва по чрезвычайным ситуациям РФ лаборатория сопровождает эти экспертизы вместе с заказчиком и проектировщиком.

В процессе подготовки экспертного заключения специалисты лаборатории ис-

ния, то методы обработки результатов экспертизы этих проблем разработаны наиболее глубоко.

В общем случае взаимосвязь классов задач обработки результатов опроса экспертов изображена на рис. 2. Анализ взаимосвязей выполняется на основе вычисления коэф. корреляции между парами мнений экспертов, что позволяет построить структуру (граф) этих взаимосвязей и явно выделить коалиции. В целом решение этих задач в процессе обработки результатов экспертизы представляет собой трудоемкий процесс. В связи с этим целесообразно использовать компьютеры с программным обеспечением, реализующим алгоритмы обработки экспертных оценок.

Проекты, по к-рым лабораторией Э.э. были сделаны серьезные замечания, руководство отрасли направляет на доработку, после которой они поступают на повторную Э.э.

В осн. замечания по разным проектам можно сгруппировать в след. блоки: искусство занижение оценки воздействия планируемой хозяйств. деятельности (особенно для условий возможных аварийных ситуаций на объектах) на разл. природные экосистемы и человека; принятие ряда проектных решений в соответствии с требованиями отмененных или устаревших нормативно-технич. и нормативно-правовых экологич. документов; несоблюдение требований гос. Э.э., отсутствие расчетов или пояснений нек-рых параметрич. данных, оказывающих влияние на окружающую среду; рекомендации по корректировке проектов и представлению их на повторную экспертизу, а также по включению в смету затрат проведения дополнительных науч. исследований, результаты к-рых будут использованы на последующих стадиях проектирования.

Лит.: Хоружая Т.А., Методы оценки экологической опасности, М., 1998; Бухгалтер Э.Б., Экологическая экспертиза и ОВОС, в кн.: Экология подземного хранения газа, М., 2002. Э.Б. Бухгалтер.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫЕ ФАКТОРЫ, суперэкотоксианты, – ксенобиотики (чужеродные для организма вещества), к-рые могут накапливаться в живых организмах и представлять для них наибольшую опасность. Многие из них являются универсальными клеточными ядами, обладают канцерогенной, мутагенной и тератогенной (аномалии развития) активностью.

Исследования Э.о.ф. – необходимая часть геоэкологич. мониторинга природно-техногенных сред на объектах ОАО «Газпром» и своевремен. принятия природоохранных решений. Изучение источников и механизмов образования суперэкотоксиантов в производств. процессах и воздействия на окружающую среду в конечном итоге направлено на обеспечение профессиональной и экологич. безопасности в отрасли.

Э.о.ф. имеют разл. происхождение и способны оказывать негативное влияние на окружающую среду и биосферу в це-

Государственная экологическая экспертиза при Министерстве природных ресурсов РФ

Управление проектирования и экспертизы ОАО «Газпром»

Управление энергосбережения и экологии ОАО «Газпром»

Лаборатории отдела охраны окружающей среды и рационального природопользования

ВНИИгаз (лаборатория экологической экспертизы и управления)

Лаборатории, разрабатывающие природоохранные мероприятия

Сотрудники и коллективы непрофильных направлений

Автоматизированная гибкая информационная система поиска нормативных актов и документов

Проектные институты отрасли, РАН и др.

Обследование однотипных предприятий

Рис. 1. Эколого-экспертная деятельность ВНИИгаза.

пользуют и метод экспертных оценок, к-рый в ряде случаев является единственно возможным: напр., в условиях отсутствия достаточно представительной и достоверной статистики характеристик объекта; в условиях большой неопределенности среды функционирования объекта; при средне- и долгосрочном прогнозировании объектов, подверженных сильному влиянию новых открытий в фундаментальных науках; в условиях дефицита времени или экстремальных ситуациях. Особую актуальность эти методы приобретают при обосновании эколого-экономич. решений в процессе Э.э.

Эксперты проводят интуитивно-логич. анализ проблемы с количеств. оценкой суждений и формальной обработкой результатов. Обобщенное мнение экспертов принимается близким к истинному.

Эффект применения метода экспертных оценок зависит от принципов построения экспертизы, важнейшими из к-рых являются принципы разделения и постоянного функционирования. В соот-

ветствии с первым принципом, человек способен прогнозировать ситуацию лишь тогда, когда для этого требуется учесть относительно небольшое число обстоятельств (обратных связей). Исходя из второго принципа, метод экспертных оценок – один из важнейших способов использования коллективного разума и коллективного опыта. Для использования достоверности экспертных оценок необходимо использовать: специализацию экспертов, обратную связь (обеспечение эксперта информацией о результатах предшествующих экспертиз), динамичность «весов» экспертов (в зависимости от степени компетентности экспертов их «веса» должны изменяться).

Числовые и содержательные высказывания экспертов требуют использования количеств. и качеств. методов их обработки с целью получения группового мнения экспертов. Т.к. проблемы эколого-экономич. обоснования развития произ-ва являются наиболее распространенными в практике экспертного оценива-

ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ

СОГЛАСОВАНЫ

1. АНАЛИЗ СОГЛАСОВАННОСТИ МНЕНИЙ ЭКСПЕРТОВ В ГРУППЕ

НЕ СОГЛАСОВАНЫ

2. ПОСТРОЕНИЕ ОБОБЩЕННОГО ПО ВСЕЙ ГРУППЕ (МНОЖЕСТВУ КОАЛИЦИЙ) МНЕНИЯ ЭКСПЕРТОВ

Если возможен компромисс между коалициями

3. АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗЕЙ МНЕНИЙ ЭКСПЕРТОВ И ВЫДЕЛЕНИЕ КОАЛИЦИЙ ИХ В ГРУППЕ

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК

4. ПОСТРОЕНИЕ ОБОБЩЕННОГО ДЛЯ КАЖДОЙ КОАЛИЦИИ МНЕНИЯ ЭКСПЕРТОВ

Рис. 2. Структура задач обработки экспертных оценок.

лом. На объектах газовой пром-сти приоритетное значение по степени опасности и распространенности имеют следующие Э.о.ф.

Химические Э.о.ф. (зависят от химич. состава среды). Среди них выделяют – неорганич. и органич. Э.о.ф. Неорганич. суперэтоксиканты – тяжелые металлы (кадмий, хром, кобальт, свинец, ртуть, ванадий, мышьяк); загрязнение ими связано с передвижением транспортных средств, хранением отходов, сжиганием органич. топлива и воздействием *сточных вод*.

К органич. суперэтоксикантам относятся: диоксины и диоксиноподобные соединения – поступают в окружающую среду при нарушении правил захоронения отходов, при термич. разложении технич. продуктов, с отработанными маслами, выхлопными газами автомобилей и др.; нитрозоамины – образуются из нитритов, нитратов, вторичных аминов и поступают в окружающую среду в составе органических растворителей, *поверхностно-активных веществ* (синтетич.) и др. источников; полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), в частности, бенз(а)пирен, – встречаются практически во всех сферах окружающей человека среды (наиболее изучены в группе химических Э.о.ф. на объектах газовой промышленности); нитро-ПАУ (продукты взаимодействия ПАУ и оксидов азота) – образуются в процессе неполного сгорания органического топлива.

К физическим Э.о.ф. (радиоактивным, электромагнитным и др.) относятся радиоактивное загрязнение окружающей среды от техногенных аварий, искусств. микроволновое и радиочастотное излучение.

Механические Э.о.ф. (твердые отходы, мусор) создают условия для распространения заболеваний, превращаются во вторичные загрязнители.

ПАУ – суперэтоксиканты, наиболее распространенные в окружающей среде и на объектах газовой промышленности. В список приоритетных потенциально опасных *загрязняющих веществ*, насчитывающий неск. сотен наименований, включены 16 ПАУ, содержащие от 2 до 6 бензольных колец (табл. 1). Большая часть ПАУ проявляет канцерогенные и мутагенные свойства; включение ПАУ, не обладающих этими свойствами, в список приоритетных соединений объясняется их важной ролью в техногенных процессах для установления источника загрязнения.

Уровень канцерогенной загрязненности объектов окружающей среды оценивается по содержанию наиболее сильного полиароматич. углеводорода бенз(а)пирена – индикатора, обладающего наибольшей относительной стабильностью в окружающей среде по сравнению с др. канцерогенными ПАУ (рис.). Его общая мол. масса 252,3; темп-ра плавления 178,1 °С; темп-ра кипения 310–312 °С; растворимость в пресной воде 0,11, в соленой – 0,13 мкг/л.

Бенз(а)пирен и некие другие ПАУ (суммарно) включены в нормативы загрязнителей. Санитарно-гигиенический подход к нормированию бенз(а)пирена основан на принципе безвредности концентраций, к-рые не приведут к появлению канцерогенной реакции в течение естественной продолжительности жизни человека. *Предельно допустимые концентрации* (ПДК) по бенз(а)пирену в различных объектах окружающей среды приведены в табл. 2.

Для выделения, разделения, идентификации и количественного определения бенз(а)пирена и др. соединений группы ПАУ разработаны многоступенчатые схемы с использованием селективных растворителей, специфич. сорбентов, газовой и высокоэффективной жидкостной хроматографии, спектральной люминесценции и хромато-масс-спектрометрии.

Осн. антропогенные источники поступления ПАУ (в частности, бенз(а)пирена) в окружающую среду – пром-сть, транспорт, бытовые отопительные системы,

разливы нефтепродуктов в результате аварий. К природным источникам, формирующим фоновый уровень ПАУ, относятся вулканич. деятельность, лесные пожары и др.

В условиях комплексного антропогенного загрязнения окружающей среды ПАУ возможно нарушение эколого-гигиенического равновесия, приводящее к усилению токсичности химических загрязнителей.

Экологич. исследования бенз(а)пирена в газовой отрасли в природно-техногенных средах были направлены на разработку мероприятий по снижению эмиссии вредных веществ от эксплуатируемого топливоиспользующего оборудования. В окружающей среде предприятий по добыче, переработке, транспорту и *подземному хранению газа* было определено содержание бенз(а)пирена в пробах атм. воздуха, воды, почвы, растительности, снегового покрова. Результаты комплексного исследования показали (табл. 3), что бенз(а)пирен присутство-

Таблица 1. Приоритетная группа полициклических ароматических углеводородов в природных и техногенных средах

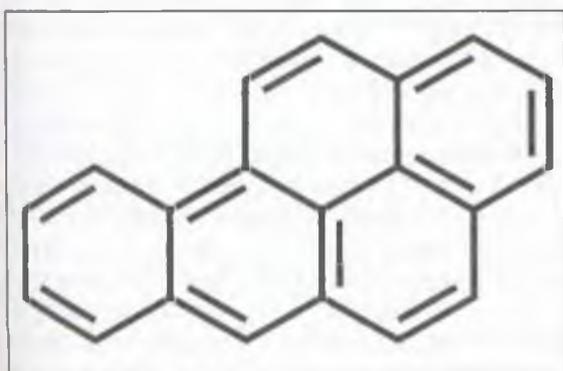
Соединение	Молекулярная формула	Относительная мол. масса	Число бензольных колец
Нафталин	C ₁₀ H ₈	128	2
Аценафтилен	C ₁₂ H ₈	152	3
Аценафтен	C ₁₂ H ₁₀	154	3
Флуорен	C ₁₃ H ₁₀	166	3
Фенантрен	C ₁₄ H ₁₀	178	3
Антрацен	C ₁₄ H ₁₀	178	3
Флуорантен	C ₁₆ H ₁₀	202	4
Пирен	C ₁₄ H ₁₀	202	4
Хризен	C ₁₈ H ₁₂	228	4
Бенз(а)антрацен	C ₁₈ H ₁₂	228	4
Бенз(б)флуорантен	C ₂₀ H ₁₂	252	5
Бенз(к)флуорантен	C ₂₀ H ₁₂	252	5
Бенз(а)пирен	C ₂₀ H ₁₂	252	5
Бенз(ghi)перилен	C ₂₂ H ₁₂	276	6
Индено(1,2,3-cd)пирен	C ₂₂ H ₁₂	276	6
Дибенз(а,h)антрацен	C ₂₂ H ₁₄	278	5

Таблица 2. Нормативы содержания бенз(а)пирена в объектах окружающей среды

Предельно допустимая концентрация					
Воздух рабочей зоны (производственные помещения), мкг/м ³	Воздух (среднесуточная), мкг/м ³	Вода, мкг/л		Почва, мкг/кг	Фоновый уровень в растениях (сухой вес), мкг/кг
		пресноводная	морская		
0,15	0,001	0,005	0,005	20	10

Таблица 3. Содержание бенз(а)пирена в различных объектах окружающей среды по подотраслям газовой промышленности

Концентрация в объектах окружающей среды	Транспорт газа	Подземное хранение газа	Добыча газа	Переработка газа
Атмосфера, мкг/м ³ :				
пром. зона	< 0,001	0,001–0,0015	0,001–0,003	0,001–0,003
жизляя зона	0,003	≤ 0,001		< 0,001–0,002
Почва, мкг/кг	< 0,02	0,02–0,14	< 0,02	≤ 0,02–0,4
Растительность (сухая масса), мкг/кг	< 0,01	< 0,01–0,025	< 0,01	0,01–0,012
Вода, мкг/л	~ 0,01	< 0,005–0,01	0,008	< 0,005–0,1
Снеговой покров, мкг/л	0,056	~ 0,004	0,016	0,027–0,045

Структурная формула бенз(а)пирена (C₂₀H₁₂).

вал во всех пробах объектов окружающей среды и отходящих газов топливно-использующего оборудования. Однако общий уровень загрязнения был невысок, за исключением загрязнения почвы в процессе произ-ва *технического углерода*, что свидетельствует об относительной экологич. чистоте природного газа.

Относительно невысокое содержание бенз(а)пирена в отходящих газах топливно-использующего оборудования, работающего на природном газе, различается в зависимости от типа оборудования и составляет от сотых до десятых долей мкг/м³. Несмотря на опасность химич. соединений, применяемых или образующихся при производственных процессах, очевидно, что нельзя отказываться от достижений цивилизации.

Т.о., первоочередной задачей по снижению опасности суперэкоксикантов должна быть действенная профилактика, т.е. разработка мероприятий по снижению образования, а также сбросов и выбросов этих соединений и совершенствование технологий.

Лит.: Канцерогенные вещества. Справочник (под ред. В. С. Турусова), М., 1987; Ильинский А. П., Королев А. А., Худоль В. В., Канцерогенные вещества в водной среде, М., 1993; Акиопова Г. С., Власенко Н. Л., Шарихина Л. В., Уровни канцерогенного бенз(а)пирена в районах размещения предприятий отрасли, в сб.: Экология в газовой пром-сти, М., 1998.

Н. Л. Власенко.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ – комплексная оценка соответствия деятельности предприятия законодательству РФ о безопасности, об охране окружающей среды, о рациональном природопользовании, о защите от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Часто Э.а. определяют как независимый анализ, оценку, разработку соответствующих рекомендаций и предложений по результатам экологич. деятельности предприятия. По своей сути Э.а. – самостоятельный вид предпринимательской экологич. работы, связанной с гос. экологич. контролем. Во многом Э.а. определяет развитие экологич. предпринимательства в России, формирование рынка экологич. услуг, создание новых рабочих мест.

По уровню проведения различают Э.а. гос. структуры, транснац. корпорации, отрасли, территории (региона), муниципального образования и предприятия. Различают также добровольное и обязательное аудирование.

При проведении Э.а. в газовой пром-сти используются как отечеств. программы аудирования, так и системы или отд. элементы систем (напр., Европ. и Всемирного банков реконструкции и развития и др.).

В РФ нормативно-методич. базой по Э.а. является система гос. стандартов, а также межведомств. и ведомств. нормативные правовые акты (совместно Мин-ва природных ресурсов и Мин-ва транспорта) по правилам выполнения работ и услуг экологич. назначения в транспортно-дорожном комплексе России, Мин-ва по чрезвычайным ситуациям «О независимой аудиторской и оценочной деятельности в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» и т.д.

Аудит должен основываться на целях, поставленных клиентом; его объем определяется ведущим аудитором при консультации с клиентом для достижения этих целей и характеризуется глубиной и границами аудита.

Для обеспечения объективности процесса аудита, его результатов и любых

выводов члены аудиторской группы должны быть независимы от проверяемой ими деятельности, должны быть объективны, свободны от предубеждений, и их интересы не должны входить в противоречие во время проведения аудита.

Вопрос о привлечении внеш. и внутр. членов аудиторской группы решается клиентом. Член группы, выбранный от организации, не должен быть подотчетен лицам, непосредственно отвечающим за объект аудита. Члены аудиторской группы должны обладать соответствующим сочетанием знаний, навыков и опыта, чтобы выполнить аудиторские обязанности.

При проведении Э.а. аудиторы должны проявлять осторожность, старание, умение и суждение, к-рые ожидаются от любого аудитора в подобных обстоятельствах. Отношения между членами аудиторской группы и клиентом должны быть конфиденциальными и разумными. Если этого не требует закон, члены аудиторской группы не должны разглашать информацию, полученную в процессе аудита, либо окончательное аудиторское заключение никакой третьей стороне без полученного на то разрешения клиента и, где это уместно, разрешения организации. Аудитор должен следовать процедуре обеспечения качества.

Э.а. следует проводить в соответствии с осн. принципами и руководящими указаниями, разработанными для соответствующего типа Э.а. В целях повышения стабильности и надежности Э.а. следует проводить согласно документированным и четко определенным методологиям и систематическим процедурам, к-рые должны быть постоянными для любого типа Э.а.

Начальным и важным этапом Э.а. должно быть определение критериев аудита, к-рые на соответствующем уровне детализации должны быть согласованы между ведущим аудитором и клиентом, а затем сообщены проверяемой организации. Следует собрать, проанализировать, истолковать и зарегистрировать надлежащую информацию и использовать ее в качестве аудиторских данных в процессе изучения и оценки с тем, чтобы определить удовлетворительность критериев аудита. Аудиторские данные должны быть такого качества и в таком кол-ве, чтобы компетентные аудиторы, работая независимо друг от друга, получили одинаковые аудиторские результаты при оценке одних и тех же аудиторских данных по одним и тем же критериям аудита.

Процесс проведения Э.а. должен быть спланирован так, чтобы обеспечить клиента и аудитора желаемым уровнем доверия к надежности результатов аудита и любым выводам по аудиту. Аудиторские данные, собранные в процессе Э.а., неизбежно представляют собой только выборочную информацию, имеющуюся в наличии, в частности, из-за того, что Э.а. проводится в течение ограниченного периода времени. Поэтому все пользователи результатов таких аудитов должны знать об этой неопределенности.



Схема обобщенной процедуры и реализации экологического аудита.

Аудитор в области экологии должен рассмотреть ограничения, связанные с аудиторскими данными, собранными во время аудита и во всех выводах по аудиту, и учесть эти факторы при планировании и проведении аудита. Аудитор в области экологии должен попытаться получить достаточные аудиторские данные, чтобы принять во внимание существенные отд. результаты аудита и совокупность менее существ. результатов, к-рые могут влиять на любые выводы по аудиту.

Результаты аудита и/или их резюме должны быть сообщены клиенту в письменном заключении. Проверяемая организация, как правило, должна получить экз. аудиторского заключения.

Осн. информация, к-рая может быть включена в аудиторское заключение: идентификация проверяемой организации и клиента; согласованные цели и объем аудита и критерии, по к-рым проводился аудит; период времени и дата(ы) проведения аудита; идентификация членов аудиторской группы и представителей проверяемой организации, участвующих в аудите; заявление о конфиденциальном характере содержания; перечень рассылки аудиторского заключения; краткое изложение процесса аудита, включая любые встретившиеся препятствия; выводы по аудиту. Ведущий аудитор после консультации с клиентом должен определить, какие из этих пунктов вместе с дополнительными пунктами следует внести в заключение.

Аудит системы упр-ния окружающей средой в проверяемой организации должен преследовать определенные цели, наиболее типичные из к-рых: определение ее соответствия критериям аудита системы упр-ния окружающей средой; определение внедрения и поддержания этой системы должным образом; идентификация области для потенциального улучшения этой системы; оценка способности руководства к внутр. анализу;

обеспечение пригодности и эффективности этой системы; оценка этой системы в организации, намеревающейся установить контрактные отношения (напр., потенциальный поставщик или партнер по совместному предприятию).

Подготовка аудита (его план, распределение обязанностей в аудиторской группе, рабочие документы, собственно проведение аудита) узаконена соответствующим ГОСТом. Обобщенная процедура программы Э.а. представлена на рис.

В 1995 Э.а. был признан одним из ключевых элементов *экологической политики* РАО «Газпром». К нач. 2000 на ряде объектов газовой пром-сти проведен Э.а. предприятий «Севергазпром», «Баштрансгаз», «Уренгойгазпром» и др. При этом значительное внимание было уделено выявлению и анализу изменения нек-рых экономич. параметров природопользования и охраны окружающей среды, что позволило разработать и внедрить рекомендации по совершенствованию природоохранной деятельности и повышению экономич. эффективности и экологич. безопасности аудированных предприятий.

Лит.: Серов Г. П., Экологический аудит. Концептуальные и организационно-правовые основы, М., 2001; Бухгалтер Э. Б., Понятийный аппарат, принципы проведения и нормативно-правовые основы экологического аудита, в кн.: Экология подземного хранения газа, М., 2002.

Э. Б. Бухгалтер.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ – регулярное систематич. наблюдение за состоянием окружающей среды с целью получения достоверной информации для принятия решений по предотвращению техногенных воздействий на природную среду и человека. Для этого используются совр. диагностич. аппаратура и методы, наблюдательные посты и станции, а также аэрокосмич. съемка. Элементами Э.м. являются *производственный экологический мониторинг, сопряженный мониторинг, биоиндикация* и др.

ОАО «Газпром» осуществляет Э.м. в зонах влияния объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки природных газов. Для этого создана и развивается система производств. экологич. мониторинга, к-рая обеспечивает получение объективных оперативных данных о состоянии окружающей среды на предприятиях отрасли и прилегающих территориях. Выполняются измерения и ведутся наблюдения за состоянием атм. воздуха, поверхностных и подземных вод, почвенного покрова и контроль источников загрязнения. Результаты измерений и наблюдений являются исходными данными для упр-ния состоянием окружающей среды.

Упр-ние состоянием окружающей среды позволяет осуществлять: регулирование технологич. процессов с учетом ее текущего состояния; принятие профилактич. мер по снижению выбросов в атмосферу при неблагоприятных метеорологич. условиях; инвестиции в создание новых экологически чистых технологий, средств защиты окружающей среды, стр-во очистных сооружений; *рекультивацию земель*; профилактич. медицинские меры для работающего персонала и населения, проживающего в зонах влияния объектов отрасли.

Для принятия решений используются результаты моделирования экологич. процессов с учетом особенностей природно-ландшафтной среды, характеристик источников выбросов, климатич. и метеорологич. факторов. Технологии моделирования непосредственно включены в алгоритмы упр-ния окружающей средой и являются необходимым средством выбора рационального размещения, структуры и характеристик информационно-измерительной сети.

Осн. направления Э.м. и упр-ния состоянием окружающей среды в отрасли: создание надежных и экономичных технич. средств измерений для построения информационно-измерительных сетей; создание новых информационных технологий обработки результатов мониторинга для принятия решений на базе методов математич. моделирования и компьютерной картографии.

ОАО «Газпром», обладая собств. наукоемкими технологиями и автоматич. средствами измерений, обеспечивает контроль и упр-ние состоянием окружающей среды. Новые технич. средства и информационные технологии внедряются в ходе построения системы производств. экологич. мониторинга. Осн. требование к ним – универсальность и адаптация к применению на большинстве объектов газовой пром-сти.

Технические средства Э.м. (посты разл. контроля) характеризуются высокой надежностью, невысокой стоимостью. С их помощью оценивают состояние окружающей среды как объекта упр-ния.

Автоматич. пост контроля загазованности атмосферы (АПКЗ) – станция мониторинга атм. воздуха, к-рая в автоматич. режиме выполняет след. комплекс задач: упр-ние газоанализаторами и метеорологич. приборами; накопление измерительной информации и ее первичную обработку; выполнение тестовых, диагностич. и метрологич. процедур; формирование и передача данных по каналам связи; выполнение команд телеуправления. По функциональному назначению и технологич. решениям АПКЗ отвечает мировому технич. уровню. АПКЗ построен по модульному принципу, что дает возможность использовать в качестве комплектующих широкий спектр совр. измерительных приборов и датчиков.

Автоматич. аэрологич. пост основан на новейших технологиях микроволнового зондирования атмосферы, осуществляет непрерывный контроль вертикальной стратификации атмосферы. Его функционирование в составе производств. экологич. мониторинга существенно повышает точность прогнозирования распространения загрязнений в воздухе с т.зр. инверсии приземных слоев атмосферы.

Используемая аппаратура и программные средства системы аварийного опове-

щения о газовой опасности и неблагоприятной экологич. обстановке осуществляют передачу сигналов оповещения на основе средств радиосвязи в диапазоне ультракоротких волн. Тем самым обеспечивается автоматич. подача сигналов об опасности сиреной или голосовым оповещением, а также самодиагностика аппаратуры. В аппаратуре используются универсальные контроллеры радиотелеметрии и радиоуправления, позволяющие создать новые периферийные устройства контроля окружающей среды разл. рода.

Разнообразные информационные технологии Э. м. обеспечивают весь цикл измерений и обработки данных мониторинга. Информационные технологии обработки измерительных данных реализуют осн. принцип построения системы производств. экологич. мониторинга: данные мониторинга – инструмент оперативного упр-ния экологич. безопасностью. В них объединены возможности совр. геоинформационных систем и средств математич. моделирования экологич. процессов. Это позволяет использовать экологич. моделирование и прогнозирование для решения оперативных задач упр-ния состоянием окружающей среды.

Информационные технологии рационального размещения звеньев информационно-измерительной сети в зонах воздействия объектов газовой промышленности основаны на вероятностных и детерминированных критериях оценки схем размещения. Задача размещения звеньев сети является задачей поиска с многими размытыми противоречивыми критериями. При этом важнейшим является требование гарантиров. информативности по обеспечению газовой безопасности. Это означает, что при любых возможных режимах работы источников загрязнения, метеоусловиях и фоновом загрязнении информация, поступающая от информационно-измерительной сети, должна быть достаточной для идентификации факта наличия или отсутствия тяжелых экологических ситуаций. Новые технологии позволяют снизить затраты на проектирование систем производственного Э. м. и повысить их эффективность.

В. М. Максимов.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СТРАХОВАНИЕ в газовой промышленности – страхование гражданской ответственности за причинение вреда окружающей природной среде. Является важным элементом упр-ния экологич. безопасностью, особенно с увеличением числа источников опасного воздействия на окружающую среду и человека.

Согласно Закону «Об охране окружающей среды» 2002, Э. с. осуществляется в целях защиты имуществ. интересов юридич. и физич. лиц на случай экологич. рисков.

Социально-экономич. сущность Э. с.: гарантия права лиц, потерпевших ущерб в результате аварии на потенциально опасном объекте, на получение возмещения ущерба жизни, здоровью и имуществу; средство защиты имуществ. интересов владельцев потенциально опасных

объектов в связи с предъявлением им судебных исков лицами, потерпевшими ущерб в результате аварии, предотвращающее банкротство владельца предприятия в случае крупной аварии; фактор, способствующий предотвращению возникновения аварий, повышению безопасности потенциально опасных объектов через *экологический аудит*, превентивные мероприятия и т. д.

Э. с. прежде всего предусматривает ответственность страховщика за риски, связанные с загрязнением окружающей среды. Объектом страхования является риск гражданской ответственности, выражающийся в предъявлении страхователю имуществ. претензий физич. и юридич. лицами в соответствии с нормами гражданского законодательства о возмещении ущерба за загрязнение земельных угодий, водной среды или воздушного бассейна на территории действия конкретного договора страхования.

Объектами страхования являются имуществ. интересы страхователей в результате страхового случая (события) – внезапное, непреднамеренное нанесение ущерба окружающей природной среде в результате аварий, приведших к неожиданному *выбросу* загрязняющих веществ в атмосферу, к загрязнению земной поверхности и недр, сбросу *сточных вод*.

Страховое событие может инициироваться внутренними (отказ оборудования, ошибочные действия персонала) и внеш. причинами (действие третьих лиц, стихийные явления). Перечень *загрязняющих веществ* и причин страховых событий, ущерба по к-рым подлежат возмещению, оговаривается в каждом конкретном случае при заключении договора страхования. Последний обязательно включает след. показатели: предмет страхования, перечень рисков, принимаемых на страхование, страховую сумму, страховой тариф и страховую премию. Предметом Э. с. в газовой пром-сти является ответственность владельца объекта за чрезмерное воздействие на осн. компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, недра, растительный и животный мир, население), вызванное отказом или аварией.

Страховая сумма (оценка стоимости застрахованного объекта) в случае страхового события может быть выплачена в полном объеме, если ущерб достигает стоимости объекта. В Э. с. существует неск. подходов определения страховой суммы: назначение предельных выплат, частично покрывающих понесенный ущерб и соотнесенных с затратами на ликвидацию последствий аварии и возможностями разл. способов возмещения ущерба (не только страхового); через годовую выручку предприятия от реализации товаров и услуг.

Субъектами Э. с. являются: страхователь – юридич. лицо, являющееся владельцем источника повыш. опасности, заключившее договор Э. с., имуществ. интересы к-рого являются объектом страхования; страховщик – юридич. лицо, обладающее лицензией на

право проведения Э. с. и заключившее договор Э. с. со страхователем; застрахованное лицо – потерпевшее третье лицо, в пользу к-рого заключен договор о возмещении вреда.

Страховая сумма по договору Э. с. (максимально гарантиров. размер страховых выплат по договору в целом или по отд. риску) может устанавливаться по одному убытку или группе убытков.

Размер страхового тарифа (страховой платеж, выраженный в долях или процентах от страховой суммы) зависит от множества факторов.

Страховой платеж, или страховая премия (произведение страхового тарифа на страховую сумму), исчисляется путем умножения годового оборота предприятия в стоимостном выражении на тарифную ставку, если страховая сумма определяется через годовую выручку предприятия. Страховые платежи первоначально взимаются исходя из ожидаемого (планируемого) годового оборота, а по окончании года делается перерасчет с учетом фактич. результатов деятельности страхователя.

Страховое возмещение (сумма, выплачиваемая страхователю при наступлении страхового события) в случае Э. с. может включать в себя: компенсацию ущерба, вызванного повреждением или гибелью имущества; сумму убытков, связанных с ухудшением условий жизни и качества окружающей среды; расходы по очистке загрязненной территории и приведению ее в состояние, соответствующее нормативам, при условии, что на них дано предварительное согласие страховщика; расходы, необходимые для спасения жизни и имущества лиц, к-рым в результате страхового случая причинен вред, или по уменьшению ущерба, причиненного страховым случаем; расходы, связанные с предварительным расследованием, проведением судебных процессов, и др. расходы по улаживанию любых исков, предъявляемых страхователю, к-рые могут быть предметом возмещения по договору при условии, что на них дано предварительное согласие страховщика.

Условия страхования экологич. ответственности предусматривают установление предельных сумм выплат страхового возмещения (лимиты, пределы ответственности) и собств. участия страхователя в оплате убытков (франшиза).

Лимиты ответственности могут быть установлены для выплат по одному иску, по серии исков, вытекающих из одного страхового случая. Выплаты относятся на тот период действия договора, когда иск о выплате возмещения был предъявлен страхователю или когда страхователь впервые осознал обстоятельства, послужившие толчком к предъявлению иска. При оплате серии исков, связанных с одним страховым случаем, целесообразно все выплаты относить на период, когда был предъявлен первый из исков. При причинении вреда нескольким физич. или юридич. лицам на сумму, выше лимита ответственности страхов-

щика, возмещение каждому из потерпевших (в случае, если иски ими предъявлены одновременно) выплачивается в пределах лимита в сумме, пропорциональной объему вреда, причиненного каждому из этих лиц.

Франшиза (собств. участие страхователя в оплате убытков) устанавливается, как правило, в процентах от ущерба для всех и для отд. его видов чаще всего по каждому иску (или каждому страховому случаю). При этом может применяться т. н. безусловная франшиза, при к-рой выплата страхового возмещения во всех случаях осуществляется в размере разницы между суммами ущерба и франшизы. Любые лимиты ответственности здесь устанавливаются сверх сумм франшиз, к-рые не входят в сумму лимита. За соучастие страхователя в возмещении ущерба (ненулевая франшиза) необходимо делать скидки с суммы исчисленных страховых платежей.

Страхование может быть обязательным и добровольным. Обязательное страхование осуществляется на основе законодательных актов, в к-рых определяются: перечень объектов страхования, условия и порядок его проведения, объем страховой ответственности, уровень страхового обеспечения, принципы построения тарифных ставок и периодичность уплаты страховых платежей. Страховые органы должны по обязательным видам страхования ежегодно проводить регистрацию имущества, подлежащего страхованию, и взимать страховые платежи. Страхователи должны оплачивать данные платежи в установленные законом сроки. Оно может осуществляться гос. и частными (акционерными) страховыми компаниями. Обязательное страхование – составной элемент лицензирования пром. объектов.

Разработка конкретного механизма внедрения обязательного Э.с. включает: определение отраслей, подотраслей и предприятий, где оно вводится; разработку ряда отраслевых методик по Э.с.; создание в отраслях необходимого статистич. банка данных по экологич. бедствиям, авариям и катастрофам (и ущербу от них) как минимум за последние 5 лет; определение ставок страховых платежей с дифференциацией их по отраслям деятельности и объектам страхования.

Добровольное Э.с. осуществляется на основе договора между страхователем и страховщиком, при этом правила добровольного страхования, определяющие общие условия и порядок его проведения, устанавливаются страховщиком самостоятельно в соответствии с положениями Закона о страховании. Конкретные условия страхования определяются при заключении договора о страховании.

Оценка тарифов Э.с. должна проводиться с учетом финансового состояния объектов риска. Существование обязательного и добровольного страхования связано именно с необходимостью корректного разнесения затрат на возмещение ущерба (через страховые взносы) за счет отнесения их к себестоимости или

выплатам из прибыли. Требуется согласов. описание динамики финансового состояния как страховой компании, так и объекта страхования.

Для оценки страховых тарифов был применен не прямой расчет с использованием имитационной модели финансовых состояний, реализующей метод Монте-Карло. Для оценки динамики доходов страховой компании используют уравнение:

$$D(t+1) = \{(1+r_1)D(t) + (1-d)aL - Y(t) - (1+r_2)K(t)\}_+$$

Оценку динамики кредитов производят по формуле:

$$K(t+1) = \{(1+r_2)K(t) + Y(t) - (1-d)aL - D(t)\}_+,$$

где r_1 и r_2 – банковские проценты на депозит и кредит; d – доля страховой премии, направляемая на организацию страхования; a – уд. страховой тариф; L – длина магистрального трубопровода; $Y(t)$ – суммарный ущерб от аварии за время t . Знак «+» определяет условие, при к-ром результат расчета по обеим формулам принимается во внимание только при положительном значении правой части выражений.

Анализ статистич. данных об авариях на объектах газовой пром-сти показал, что только *магистральные газопроводы* могут рассматриваться как возможные объекты Э.с. без проведения дополнительных статистич. исследований.

Для оценки страховых тарифов имущественного (собственности) и экологич. (ответственности) страхования магистральных газопроводов необходимо иметь статистику аварий. Была построена зависимость уд. частоты распределения дли-

ны заменяемого участка магистрального газопровода диам. 1420 мм и длиной L (рис. 1): значения уд. частоты получены как отношение числа событий в каждом выделенном интервале длины к интервалу времени наблюдения и суммарной длине газопровода данного диаметра.

Разгерметизация магистрального газопровода сопровождается потерями газа, не связанными непосредственно с длиной разрыва и длиной заменяемого участка. Анализ статистич. данных показывает, что потери изменяются в широких пределах, причем характер распределения потерь между минимальными и максимальными можно принять равномерным.

При страховании прямого ущерба собственности и ущерба окружающей среде оценка экономич. ущерба для прямых потерь выполнялась для затрат на замену поврежденных элементов, стоимости потерянного газа, штрафных выплат за недопоставку. Косвенный ущерб связан с затратами на возмещение ущерба окружающей среде проводилась по действующим нормативам, при этом предполагалось, что концентрация газа превышает *предельно допустимую концентрацию* и зависит от объема выброшенного газа, параметров газа и воздуха в месте выброса, скорости ветра, характера подстилающей поверхности и т. п. Полагая, что условия распространения выбросов одинаковы для рассматриваемого магистрального газопровода, можно получить зависимость радиуса зоны загрязнения K и величины выброса.

Предполагается, что вся зона загрязнения, очерченная радиусом K , может состоять из нескольких подзон, в каждой из к-рых может быть свой характер территории и соответственно свой показате-

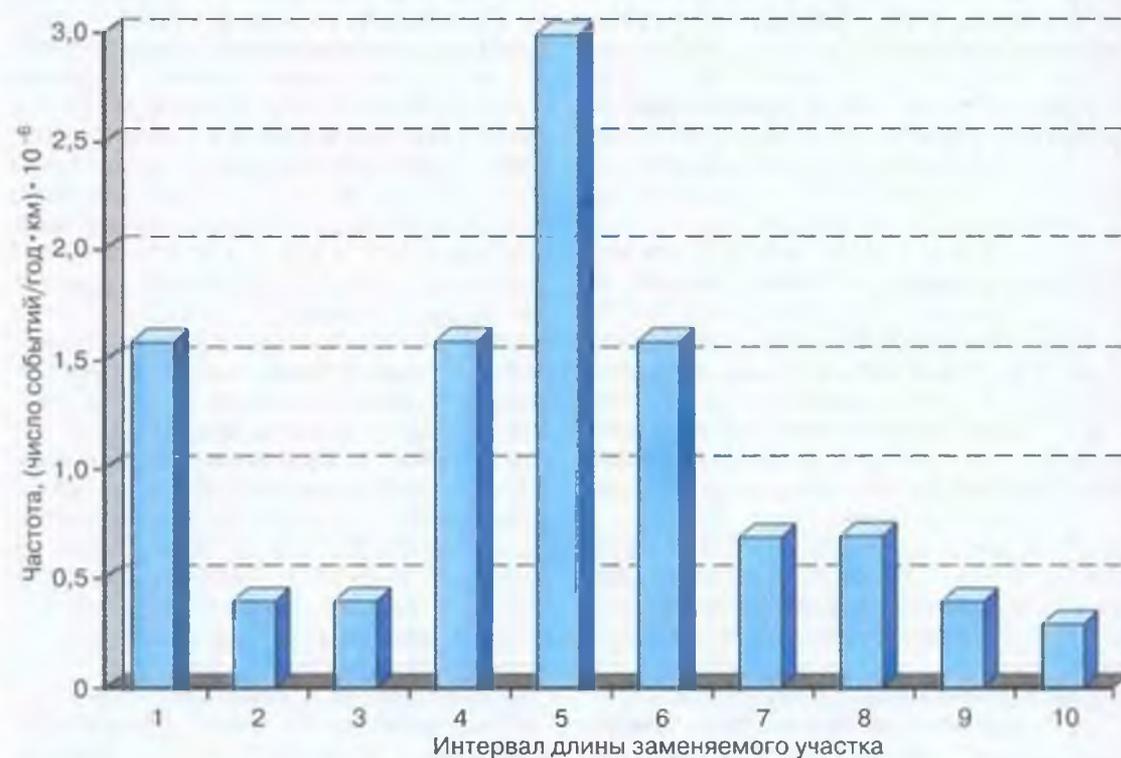


Рис. 1. Распределение удельной частоты интервала заменяемого участка для магистрального газопровода диаметром 1420 мм для интервалов длины (м): 1 – менее 5; 2 – от 5 до 10; 3 – от 10 до 20; 4 – от 20 до 40; 5 – от 40 до 80; 6 – от 80 до 160; 7 – от 160 до 320; 8 – от 320 до 640; 9 – от 640 до 1280; 10 – св. 1280.

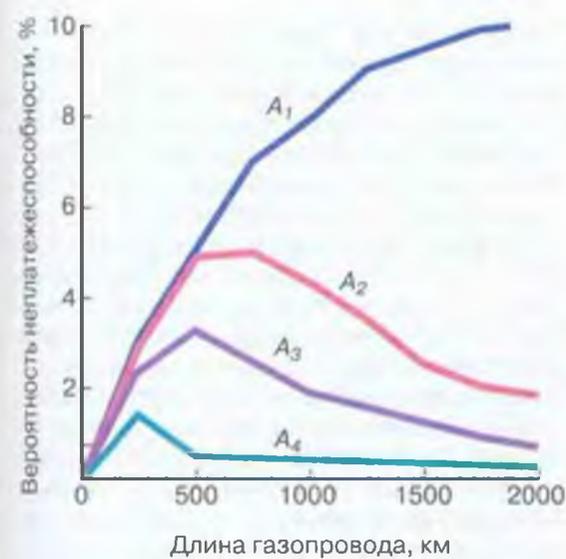


Рис. 2. Зависимость вероятности неплатежеспособности страховой компании от длины магистрального газопровода для разных уровней страхового тарифа: $A_1 < A_2 < A_3 < A_4$.

тель относительной опасности. Средне-взвешенный показатель относительной опасности по всей зоне:

$$G = \sum G_k P_k,$$

где G_k – показатель относительной опасности для k -го характера территории; P_k – доля территории k -го характера в общей площади загрязнения.

Тогда ущерб от загрязнения равен:

$$Y = CVGf\rho\gamma,$$

где C – плата за выброс; V – объем выброса; f – поправка на характер рассеивания примеси в атмосфере (равна 0,75); ρ – плотность газа; γ – коэф. относительной вредности выброса (для природного газа равен 1,26).

Были проведены также имитационные исследования для оценки вероятности неплатежеспособности страховой компании как функции уд. страхового тарифа и длины магистрального газопровода. Статистич. испытания проводили с использованием данных об авариях и методики расчета прямого и косв. ущерба (рис. 2). Поведение вероятности разорения имеет характерный вид с проявлением максимума в зависимости от длины газопровода. Если интерпретировать разные длины магистрального газопровода как разное

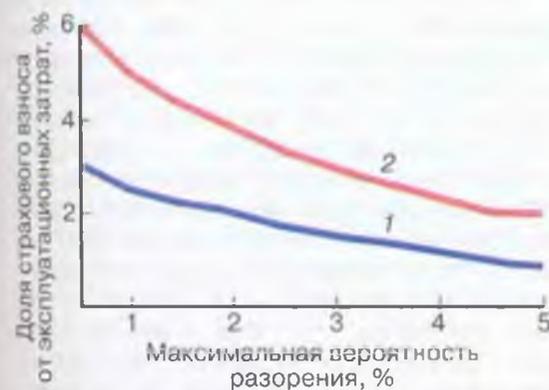


Рис. 3. Зависимость страхового взноса как доли эксплуатационных затрат от максимальной вероятности разорения: 1 – прямой ущерб; 2 – полный ущерб.

число застрахов. участков, то аналогичное поведение совпадает с ранее выполненными исследованиями для дискретных объектов.

Используя приведенные зависимости, можно получить оценку миним. значения страховых тарифов, при к-рых уровень неплатежеспособности не превосходит заданный. Аналогичные исследования были проведены для всего набора диаметров магистральных газопроводов, используемых в газовой отрасли. В качестве иллюстрации была выполнена оценка размера страхового тарифа для «Мострансгаза». Результаты расчетов для разного уровня допустимой вероятности неплатежеспособности приведены на рис. 3.

ВНИИгаз совместно с Ин-том систем энергетики им. акад. Л. А. Мелентьева разработали комплекс программ, реализующих набор математич. моделей для оценки последствий аварий и расчета тарифов Э.с. Программный комплекс ЭКОС (Э.с.) позволяет решать прямую (оценка вероятности разорения страховой компании для заданного тарифа Э.с.) и обратную (итерационная оценка предельного тарифа для заданного предельного уровня вероятности разорения) задачи для реализации системы Э.с. в газовой промышленности.

Практич. внедрение системы Э.с. проводит страховая компания СОГАЗ. Так, происшедшую в 1999 аварию на участке магистрального газопровода Ухта – Торжок с возгоранием газа и выбросом 13 кусков трубы СОГАЗ признал страховым событием (в частности, по секции № 3) – страхование ответственности за нанесение вреда окружающей среде (Э.с.) – и оплатил ущерб с учетом франшизы.

Развитие системы Э.с. – необходимое условие развития природоохранной деятельности «Газпрома».

Лит.: Экологическое страхование в газовой промышленности. Информационные, исторические и модельные аспекты, Новосибирск, 1996; Моткин Г. А., Основы экологического страхования, М., 1996; Бухгалтер Э. Б., Состояние проблемы экологического страхования за рубежом, Ухта, 2001. Э. Б. Бухгалтер.

ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ геотехнологического комплекса – численная модель и алгоритм экономич. анализа результатов реализации проектной технологич. схемы разработки и обустройства газодоб. объекта, формализов. в виде пакета (блока) компьютерных программ. В общем случае она включает: концепции и методологию учета (расчета) в денежном выражении затрат на реализацию проекта и возможных доходов от поставок товарной продукции с учетом всех установленных отчислений с доходов; концепции и методологию учета в денежном выражении возможного инвестиционного риска, соц. и экологич. последствий реализации проекта; обоснование и расчет показателей экономич. эффективности разл. вариантов и на их основе с учетом экспертных оценок расчет интегрального критерия эффективности; обоснование возможных геотехнологич., экологич., соц. и эконо-

мич. ограничений на условия и параметры функционирования комплекса; выбор оптимального варианта (вариантов).

Совр. Э.-м.м. предусматривают возможность их функционирования в диалоговом режиме (машина – эксперт). В зависимости от уровня иерархии моделируемых сложных систем используются Э.-м.м. для газодоб. региона (открытые м-ния и перспективные площади), отдельных м-ний, эксплуатационных объектов, технологич. схем разработки и их отд. элементов (зоны *установки комплексной подготовки газа*, кусты скважин, отд. скважины и т.п.).

В композиционных Э.-м.м. выбор оптимального варианта производится путем перебора и сопоставлений ограниченного числа вариантов, а в оптимизационных Э.-м.м. используются спец. алгоритмы поиска оптимальных решений (области оптимальных решений).

Лит.: Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М., 1998; Вяхирев Р. И. и др., Теория и опыт добычи газа, М., 1998; Вяхирев Р. И., Коротаев Ю. П., Теория и опыт разработки месторождений природного газа, М., 1999.

Г. А. Зотов.

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА – эксплуатационное сооружение, обеспечивающее транспорт газа из пласта на поверхность за счет его естеств. пластовой энергии.

Осн. системы Э.г.с.: *конструкция скважины* – система зацементированных концентрично расположенных обсадных труб, включающих промежуточные и эксплуатационную колонны, предназначенных для безаварийной проводки до *продуктивного горизонта* и крепления, а также для обеспечения прочности и герметичности крепи; *устьевое оборудование* – предназначено для закрепления и герметизации обсадных труб на устье, контроля буферных и межколонных давлений и темп-р, *насосно-компрессорной колонны*, регулируемой подачи газа в промышленную систему сбора, освоения и глушения скважины; *насосно-компрессорные трубы* – по ним осуществляется отбор продукции из газового пласта; *подземное эксплуатационное оборудование* – обеспечивает защиту эксплуатационной колонны от эрозийного и коррозионного воздействия потоком добываемого газа, а также предупреждает образование аварийного фонтана при разрушении устьевого оборудования. В. С. Смирнов.

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ бурового электрооборудования – сохранение во времени осн. эксплуатационных характеристик бурового электрооборудования в течение установленного времени в заданных режимах и условиях применения, технич. обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

Понятие «надежность» может относиться к системе или ее элементу. Причем нередко одни и те же объекты могут быть отнесены к системе или к элементу в зависимости от постановки задачи: напр., важнейший элемент системы электропривода – электродвигатель можно рассмат-

ривать как совокупность конструктивных элементов (систему) при анализе путей повышения надежности самого электродвигателя и выявлении его наиболее слабых элементов.

Основными понятиями в области надежности являются: безотказность — работоспособное состояние в течение некоего времени или наработки; наработка — продолжительность или объем работы объекта (срок службы или технич. ресурс); долговечность — работоспособное состояние изделия до предельного состояния при установленной системе технич. обслуживания и ремонта; ремонтпригодность — приспособленность к восстановлению работоспособного состояния путем технич. обслуживания и ремонта; сохраняемость — выполнение объектом требуемых функций до и после хранения и/или транспортировки.

Буровые установки (БУ) достаточно часто подвергаются тряске и вибрации при транспортировке на новую точку бурения, могут также длительно находиться в резерве, в ходе демонтажа, монтажа и транспортировки основное электрооборудование в работе не участвует. Поэтому особенно важно, чтобы после возобновления работ по бурению электрооборудование обладало достаточной безотказностью.

В общем случае электрооборудование БУ относится к обслуживаемым, ремонтируемым и восстанавливаемым изделиям.

Низкая надежность применяемой техники приводит к снижению безопасности, необходимости в увеличении требуемого парка БУ для восполнения простоев и их преждевременного списания, росту затрат материальных и трудовых ресурсов на ремонт и запасные части, снижению производительности и качества производственных процессов. Поэтому работа по обеспечению надежности находится в центре внимания специалистов конструкторских и технологич. организаций, предприятий-изготовителей, а также эксплуатационных служб.

Недопустимость отказов (нарушений работоспособности) элементов бурового электропривода обусловлена технологией произ-ва буровых работ, требованиями техники безопасности и экономич. соображениями. Наиболее характерны для бурового электрооборудования отказы, не вызывающие необратимых последствий, но приносящие определенный экономич. ущерб, величина которого в значительной мере предопределена не прямыми затратами на восстановление работоспособности, а простоем БУ во время работ по восстановлению и транспортными расходами по доставке ремонтной бригады и необходимого для восстановления оборудования. В зависимости от конкретных условий величина расходов, связанных с отказом в системе электропривода, может существенно изменяться. Так, в морском бурении затраты на восстановление работоспособности в 10–15 раз превышают аналогичные затраты в наземном бурении, в неск. раз выше и ср. стоимость

простоя. Этим объясняется различие в нормируемых показателях надежности для однотипного электрооборудования, предназначенного для использования в условиях морского и наземного бурения. При наземном бурении стоимость отказов может также существенно различаться в зависимости от региона, задач бурения, глубины скважины и пр., но по условиям произ-ва электрооборудования дальнейшая дифференциация оптимальных уровней надежности, закладываемых в технич. задание на разработку, неосуществима.

Контроль нормируемых показателей надежности включает получение и математич. обработку исходных данных, принятие решения о соответствии или несоответствии показателей надежности установленным требованиям, анализ причин и последствий отказов с целью разработки мероприятий по повышению надежности.

Методы контроля показателей надежности подразделяют на расчетные, экспериментальные и расчетно-экспериментальные. Т. к. процесс появления отказов по своей физич. природе носит случайный характер во времени, критерии надежности представляют собой вероятностные показатели. Оценка этих показателей производится на основе полученных статистич. данных методами математич. статистики, причем точность ее зависит от объема используемых данных.

Оценка Э. и. ремонтируемого оборудования производится обычно на основании статистич. эксперимента, фиксирующего длительную работу механизма с номинальной нагрузкой и возникшие за рассматриваемый период отказы. Технологич. особенности процесса бурения и организации буровых работ предопределили переменный режим работы механизмов БУ с относительно невысоким коэф. использования. В течение календарного года установка часть времени находится в монтаже и демонтаже, профилактич. ремонте или резерве. Но и в период, относящийся к календарному времени бурения, значительное время является непроизводительным, когда осн. механизмы практически не используются. Наконец, производительное время распределяется между механизмами, работающими попеременно. Однотипные БУ используются при бурении скважин разл. глубины и в разных горно-геологич. условиях, что также вносит значительный разброс в данные о фактич. режимах нагружения. Все отмеченные особенности должны быть учтены при оценке показателей надежности по статистич. данным; при расчетных методах оценки надежности наиболее удобно использовать «коэффициентный» метод, позволяющий учесть специфику условий эксплуатации. Коэф. надежности (отношение интенсивности отказов элемента к интенсивности отказов некоего базового элемента) практически не зависят от условий эксплуатации и являются характеристич. постоянными элементов. Значения коэф. надежности типовых элементов систем

упр-ния электроприводами и графики для определения поправочных коэф., учитывающих воздействие электр. нагрузок и темп-ры окружающей среды на наиболее распространенные элементы систем упр-ния электроприводами, приводятся в справочных изданиях.

Вопросы обеспечения надежности решаются на этапах разработки, изготовления и эксплуатации технич. объектов. При разработке и проектировании обеспечиваются (при заданных или имеющихся производств. возможностях) достаточный уровень надежности в эксплуатации и удобство для ремонта при сохранении соответствия технич. характеристик заданным требованиям с учетом воздействия дестабилизирующих факторов, имеющих вероятностный характер проявления. При изготовлении объекта реализуется уровень надежности, заложенный при проектировании (включая конструкторскую и технологич. разработку), а в эксплуатации с помощью правильно спланиров. программы обслуживания поддерживается уровень надежности, приобретенный оборудованием при изготовлении.

Осн. средства и способы повышения надежности на стадии проектирования: применение конструктивных элементов с более высокими значениями показателей номинальной надежности (в т. ч. изготовленных из новейших высокопрочных, долговечных и технологичных материалов); облегчение режимов работы элементов и узлов по сравнению с номинальными (напр., снижение коэф. загрузки); сокращение длительности активной работы элементов на местах установки; защита объекта или его элементов от дестабилизирующего влияния окружающей среды (термо-, виброизоляция и т. п.); резервирование недостаточно надежных элементов, использование диагностич. устройств и прогнозирующего контроля.

Для выбора целесообразного уровня надежности объекта в заданных условиях эксплуатации используют технико-экономич. критерий оптимизации надежности, максимизирующий дополнительную экономию за счет повышения надежности.

На стадии изготовления повышение надежности достигается выявлением параметров технологич. систем, существенно влияющих на надежность изделий, и разработкой методов их контроля; испытаниями на надежность; анализом причин отказов и разработкой мероприятий по их устранению; входным контролем комплектующих изделий и материалов.

При эксплуатации повышение надежности достигается рациональной организацией технич. обслуживания (ТО) и ремонта, позволяющей сократить число аварийных отказов и убытки из-за их возникновения, продлить ремонтный период, уменьшить издержки на каждый плановый ремонт. Режимы ТО включаются в нормативно-технич. документацию. Стратегия ТО основывается на характеристиках надежности, исходя из особенностей законов распределения.

Система эксплуатации бурового электрооборудования влияет на стоимость бурения в целом, стоимость ремонтных работ, длительность простоев, затраты на замену оборудования. Реализация системы планово-предупредительных ремонтов оптимизирует экономику буровых работ и обеспечивает бурение с миним. временем простоев.

Э. н. бурового электрооборудования напрямую зависит от исходного состояния оборудования и его ТО. Т. к. весь комплекс технологич. оборудования должен постоянно находиться в работоспособном состоянии, система ТО должна охватывать все виды оборудования.

В нефтегазовой пром-сти эффективна система ТО без проведения средних ремонтов; текущий ремонт проводится на месте установки оборудования, а капитальный – в ремонтном цехе; периодичность ремонтов планируется с использованием экономико-математич. методов. На крупных объектах (напр., на морских БУ) диагностич. устройства снабжаются микропроцессорными средствами, что повышает надежность за счет контроля технич. состояния и работоспособности механизма, предупреждения возникновения сбоев и аварийных ситуаций и сокращает время поиска неисправностей. Компьютерный учет наработки элементов и прогнозирование остаточного ресурса и безотказности составных частей с последующим проведением предупредительных ремонтов позволяет оперативно корректировать систему планово-предупредительных ремонтов и рациональной эксплуатации, представляющую комплекс эффективно организуемых, взаимосвязанных, в планируемой последовательности осуществляемых организационно-технических и технологических мероприятий по поддержанию и восстановлению исправности или работоспособности изделия.

В зависимости от степени использования унифициров. ремонтных частей различают необезличенный, обезличенный и агрегатный методы ремонта. В промышленных условиях наиболее эффективен агрегатный метод, когда неисправные агрегаты (узлы, детали) заменяются новыми или заранее отремонтированными.

Состав службы оперативного ТО электрооборудования БУ оптимизируется с использованием методов теории массового обслуживания. Комплект запасных частей, хранящихся на складе бурового предприятия или непосредственно на буровой, оптимизируется исходя из случайности возникновения потребности в запасном элементе и необходимости с заданной вероятностью гарантировать работоспособность объекта в течение срока эксплуатации с учетом необходимости восстановления за время, не превышающее установленное.

Порядок проведения ТО электрооборудования БУ определяется нормативными инструкциями службы гл. энергетика, инструкциями по эксплуатации отдельных видов электрооборудования, составленными предприятиями-изготовителями,

и правилами эксплуатации электроустановок.

Лит.: Моцохейн Б. И., Электротехнические комплексы буровых установок, М., 1991; Моцохейн Б. И., Парфёнов Б. М., Шилевой В. А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999.

Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфёнов.

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ СКВАЖИНА, см. в ст. *Скважина*.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ – один или неск. продуктивных пластов, к-рые эксплуатируются скважиной одновременно (совместно). При этом обеспечивается возможность регулирования разработки каждого из пластов (объектов разработки) отдельно.

Пласты, объединяемые в один Э. о., должны иметь близкие литологич. характеристики и *коллекторские свойства* пород, физико-химич. свойства и состав насыщающих их флюидов, величины начальных (приведенных к единой отметке) пластовых давлений, близкие характеристики водонапорной системы.

Практика разработки м-ний показывает, что объединение пластов в единый Э. о. рекомендуется проводить при разнице *пластовых давлений* не более 0,1 МПа, соотношениях расчлененности, песчаности, *проницаемости*, общих и эффективных толщин не более 0,8–1,25 м и расстояниях между пластами не более 100–120 м.

Г. А. Зотов.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ РАЗВÉДКА, электроразведка, – геофизич. метод, основанный на изучении естественных или искусственно возбуждаемых электромагнитных полей, возникающих в земной коре под воздействием источников постоянного и переменного тока. Один из методов *разведочной геофизики*. Исследуемое электромагнитное поле в Земле и на ее поверхности зависит от свойств горн. пород (электрич. сопротивления, магнитной и диэлектрич. проницаемости, электрич. поляризуемости), что позволяет по изменению параметров поля изучать геологич. строение территории и выявлять в ее пределах залежи полезных ископаемых.

Электрич. сопротивление отражает способность среды проводить электрич. ток. Электрич. поляризуемость характеризует способность среды накапливать и отдавать электрич. заряды. Электрич. сопротивление горн. породы определяется структурными особенностями и типом флюидозаполнителя. Электрич. поляризуемость горн. породы определяется ее капиллярной структурой, характером ионного состава флюидозаполнителя, а также рассеянными минеральными образованиями – проводниками электрич. тока. Глубинные аномалии электрич. сопротивления локализуются вблизи зон развития коллекторских толщ. Детали строения аномалий в условиях слабого изменения структуры *коллектора* могут отражать характер флюидозаполнителя и положение нефтегазовой залежи.

Глубинные аномалии электрич. поляризуемости локализуются вблизи кол-

лекторских толщ и усиливаются при наличии углеводородов. Физич. основой электроразведки является способность зондирующего электромагнитного поля проникать в геологич. среду, возбуждая по мере проникновения все более глубокие объекты (тонкие пласты, зоны выклинивания, тектонич. нарушения, зоны трещиноватости, рифовые образования, палеорусла и т. п.) путем создания в этих зонах аномальных электрич. зарядов и токов. Глубинные аномальные источники, в свою очередь, приводят к возникновению вторичных аномальных полей, к-рые несут информацию о наличии и строении глубинных аномальных объектов. Время проявления аномальных полей в общем измеряемом сигнале определяют усредненные характеристики среды, в к-рой распространяется зондирующее поле: ср. электрич. сопротивление и ср. глубина залегания исследуемого аномального поля. Приближенно время проявления аномального сигнала в измеряемом сигнале может быть оценено на основании использования формулы «скин-слоя». Исследование изменений свойств электромагнитного поля во времени (или по частоте) лежит в основе частотно-временных методов электроразведки, получивших наибольшее распространение. Разрешающая способность Э. р. определяется относительной величиной сигнала аномального источника в измеряемом сигнале (в сумме с зондирующим полем). Теоретич. расчеты и практика электроразведки показывают возможность изучения в благоприятных условиях электрич. свойств тонкого пласта (5–10 м), залегающего на большой глубине (2–5 км). Интерпретация результатов измерения пространств. компонент электромагнитного поля (магнитных – H_x, H_y, H_z , электрических – E_x, E_y) опирается на решение электродинамич. прямых и обратных задач.

При решении прямой задачи по заданным параметрам геоэлектрич. среды и генераторной и приемной установок получают модели электроразведочного поля.

Сравнение электроразведочного поля с измеряемым сигналом используют при решении обратной задачи с целью определения интерпретационной модели (глубинных геоэлектрич. разрезов, послойных геоэлектрич. карт), адекватной изучаемой среде. В процессе интерпретации выделяют этап получения промежуточных результатов – разрезов и карт «кажущихся» значений электрич. сопротивления и поляризуемости, построенных в зависимости от времени (частоты, разноса установки) и служащих для целей экспресс-интерпретации данных. Применение термина «кажущиеся» объясняется тем, что геологич. среда имеет неоднородное строение, а истинные значения параметра характеризуют только однородные среды. Вместе с тем разрезы «кажущихся» значений электрич. параметров информативны при выделении геоэлектрич. особенностей среды, что вытекает из общего принципа электроразведки – постепенного во времени проник-

новения зондирующего поля в среду и проявления вследствие этого разноглубинных тел на разных временах разрезов «кажущихся» значений.

Электроразведочные методики различают по виду используемых электроразведочных установок, определяемых геометрией расположения генератора и приемника электромагнитного поля, типом возбуждаемых и измеряемых компонент поля, диапазоном используемых времен (частот).

При искусственном возбуждении поля используется поисково-разведочная методика – зондирование становлением поля (ЗС) и ее модификации: зондирование в дальней зоне источника (ЗСД), зондирование в ближней зоне источника (ЗСБ), зондирование с закрепленным источником (ЗС-ЗИ), зондирование с электроразведочной установкой для определения электрич. поляризуемости с применением частотного анализа (ЗС-ЧЗ-ВП).

При детальных разведочных работах на нефть и газ успешно применяется методика скважинно-наземной электроразведки, при к-рой источник электрич. поля помещается в скважину, а приемные установки располагаются по сети профилей на поверхности.

Методы электромагнитного зондирования предназначены для исследования геологич. разреза в вертикальном направлении. Изменение глубинности исследования достигается изменением расстояния между источником поля и точкой его исследования (дистанционное зондирование) и изменением частоты поля или скорости его изменения во времени (зондирование *скин-эффектом*). Эти методы используются гл. обр. для геологич. картирования, в т. ч. для поисков структур, благоприятных для скопления нефти и газа.

На использовании естественного поля Земли основаны регионально-оценочные методики – магнитотеллурич. зондирование (МТЗ) и его модификации: с установкой для синхронных площадных измерений, магнитотеллурич. профилирование и метод теллурич. токов.

Для целей поисково-разведочных работ на нефть и газ широко применяется методика ЗС-ЗИ, в к-рой используется искусств. возбуждение зондирующего электромагнитного поля и проводятся измерения вертикальной компоненты магнитного поля (и/или электрич. компоненты) на пл. 10–100 км² по сети профилей с шагом по профилю 50–200 м. Для повышения достоверности измерений проводят многократное повторение зондирующего импульса (до 100 раз) и накопление измеряемого сигнала. Накопленный сигнал представляет собой электрич. переходную характеристику среды, отражающую электрич. строение отд. элементов среды – пластов, расположенных (по мере увеличения времени регистрации) все на большей глубине. Примеры успешного использования электроразведки для прогноза углеводородов

имеются в Прикаспии, Поволжье, на Сев. Кавказе, в Зап. и Вост. Сибири.

В. Г. Фоменко.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ПРИВОД, см. *Электропривод*.

ЭЛЕКТРОБУР – забойная буровая машина с погружным электродвигателем. Является забойным двигателем вращательного типа. Идею применения Э. для ударного бурения высказал в 1897 рус. инж. В. И. Делов. В кон. 1930-х гг. в быв. СССР А. П. Островский, Н. В. Александров и др. создали и применили 1-й в мире Э. для *вращательного бурения*, спускаемый в скважину на *бурильных трубах*.

Э. состоит из маслозаполненного асинхронного электродвигателя и шпинделя. Технические характеристики Э. приведены в ст. *Забойные двигатели*.

Крутящий момент M и частота вращения n Э. определяются по уравнениям:

$$M = \frac{N}{2\pi n}; \quad n = n_0 (1 - S),$$

где N – мощность электродвигателя; n_0 – частота вращения магнитного поля, зависящая от частоты тока и числа пар полюсов; S – скольжение ротора.

Отличительной особенностью Э. является относительно стабильная частота вращения при изменении нагрузки двигателя (скольжение не превышает 8–10%).

Для снижения частоты вращения в Э. применяют редукторные вставки, монтируемые между двигателем и шпинделем. Ведутся работы по созданию Э. на базе регулируемых электродвигателей постоянного и переменного тока.

Электроэнергия подводится к Э. по кабелю, смонтированному отрезками в бурильных трубах. При свинчивании труб отрезки кабеля сращиваются спец. соединениями. К кабелю энергия подводится через токоприемник, скользящие контакты к-рого позволяют проворачивать колонну бурильных труб. При бурении Э. очистка забоя осуществляется *буровым раствором*, воздухом или газом.

Из-за отсутствия осевой силы в рабочем органе шпиндель Э., в отличие от *винтовых забойных двигателей*, не может быть разгруженным и полностью воспринимает осевую реакцию забоя.

Важным свойством Э. является практич. независимость параметров *режима бурения* (частоты вращения, осевой нагрузки и расхода жидкости).

Благодаря наличию линии проводной связи с забоем использование Э. особенно перспективно при *горизонтальном бурении* и *наклонно-направленном бурении*, а также для исследования режимов бурения.

Лит.: Фоменко Ф. Н., Бурение скважин электробуром, М., 1974. Д. Ф. Балденко.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ТОЛЩИНОМЕТРИЯ, см. в ст. *Геофизический контроль* технич. состояния скважин.

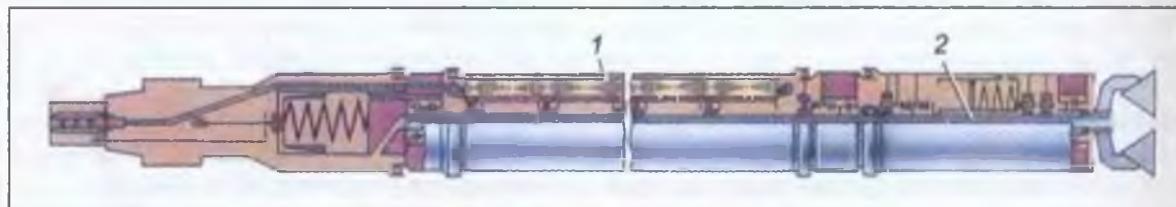
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ ТОРМОЗ для буровых установок – применяется в приводе спуско-подъемных агрегатов буровых установок. Э. т. бывают двух видов: со связью через магнитное поле (индукционные) и с электромеханич. связью (ферропорошковые). Э. т. устанавливается на раме *буровой лебедки*.

Индукционный Э. т. состоит из концентрически расположенных якоря и индуктора (закреплен неподвижно). На индукторе имеется обмотка возбуждения, в к-рой при включении постоянного тока возникает магнитный поток, наводящий в якоре переменную электродвижущую силу, в результате чего возникает ток в якоре. При вращении якоря в переменном полюсном магнитном потоке в нем индуктируются вихревые токи, взаимодействие к-рых с полем индуктора вызывает появление тормозного момента, к-рый теряется по мере снижения скорости; при полной остановке тормоза он равен нулю. Энергия торможения выделяется в массивном стальном якоре. Для интенсивного охлаждения якоря обычно используют замкнутую систему водяного охлаждения.

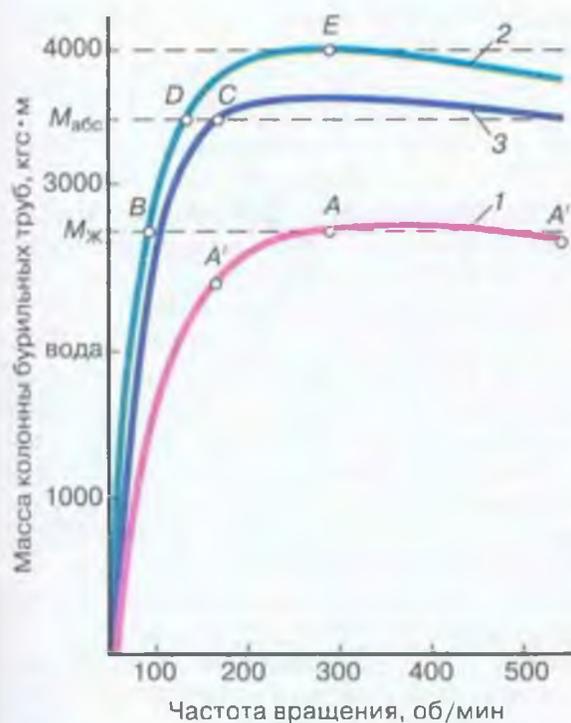
В ферропорошковом Э. т. для получения тормозного момента, практически не зависящего от скорости, воздушное пространство между статором и ротором тормоза заполняется ферромагнитным порошком (со сферической формой частиц крупностью от 100 до 250 мк из технически чистого железа; объемная масса порошка в насыщенном состоянии 3,7–3,8 г/см³, в состоянии утряски 4,4–4,5 г/см³). При увеличении тока возбуждения увеличиваются как магнитная индукция в рабочем зазоре, заполненном ферропорошком, так и тангенциальная сила, необходимая для сдвига ведомой части относительно ведущей, а следовательно, тормозной момент.

Поскольку развиваемый ферропорошковым Э. т. тормозной момент не зависит от скорости, в т. ч. и при полной остановке, его можно использовать также в качестве пассивного регулятора подачи долота на забой скважины в ходе бурения.

Э. т. являются вспомогательными тормозами буровых лебедок разл. классов (осн. тормозом лебедки принято считать механический) с электрич. и дизельным приводом осн. исполнительных механизмов. Номинальный тормозной момент от 18 до 80 кНм, максимальный – от 28 до



Электробур (серия Э): 1 – корпус; 2 – вал.



Семейство механических характеристик индукционного электромагнитного тормоза при различных токах возбуждения (установка класса БУ-2500): 1 – номинальный; 2 – максимальный; 3 – промежуточный.

110 кНм; номинальная частота вращения для всех исполнений 200, максимальная – 500 об/мин.

В комплект поставки тормоза входит охлаждающая установка с замкнутой системой охлаждения. Для отбора тепла от жидкости в замкнутом контуре при спуске инструмента весом более 50% от максимального и в летнее время служит установленный в охладителе змеевик, через который пропускается проточная вода. В зимнее время замкнутый контур может быть заполнен антифризом.

Индукционный Э.т. обладает механич. характеристиками, соответствующими разл. значениям тока возбуждения, из к-рых осн. расчетными являются (рис.): при номинальном токе возбуждения с определенной продолжительностью включения характеристика, соответствующая режиму спуска колонны буровых труб (КБТ) номинального веса (кривая 1); при макс. (форсировочном) токе возбуждения (кратковременно) – соответствующая интенсивному замедлению КБТ номинального веса (кривая 2); при промежуточном значении тока возбуждения – соответствующая режиму спуска колонны обсадных труб номинального веса (кривая 3).

При выборе характеристик следует ориентироваться на след. расчетные точки: точка A – осн. расчетная точка, соответствующая режиму спуска КБТ номинального веса при номинальном тормозном моменте с заданной скоростью, принимается из условия, что тормоз должен обеспечить безопасный спуск КБТ макс. веса в осложненных условиях бурения со скоростью 1 м/с (точки A' и A'' – соответственно минимально и максимально допустимые скорости спуска); точка B – соответствует миним. скорости спуска КБТ (менее 0,2 м/с) при наибольшей статич. нагрузке, необходимой для по-

садки на клинья, к-рая обеспечивается кратковременно при макс. форсировке тока возбуждения тормоза; точка C – соответствует макс. статическому моменту, развиваемому при спуске обсадной колонны с установившейся скоростью 0,5 м/с, и определяется с учетом того, что макс. усилие на крюке при спуске обсадной колонны составляет 0,87 от макс. грузоподъемности (или 1,45 от усилия при спуске КБТ номинального веса); точка D – соответствует миним. скорости спуска обсадной колонны наибольшего веса при форсировке возбуждения (0,2–0,3 м/с), определяется остальными характеристиками тормоза; точка E – соответствует макс. моменту при номинальной скорости тормоза (для интенсивного замедления буровой колонны должен составлять 1,4–1,5 от номинального).

Помимо данных, определяющих точки A–E, должна быть задана величина максимально допустимой скорости спуска (в системе с автоматич. упр-нием тормозом ограничение макс. скорости обеспечивается автоматически, при ручном упр-нии предусматривается защита от превышения скорости), к-рая позволяет установить макс. частоту вращения ротора электротормоза, величину тормозного момента и усилие на крюке в зоне от номинальной до макс. скорости Э.т.

При проектировании режимов торможения при длине свечи 25 м для буровых установок всех классов макс. скорость спуска не должна превышать 2,5 м/с (частота вращения барабана лебедки ≤ 500 об/мин).

Лит.: Моцохейн Б.И., Парфёнов Б.М., Шпилевой В.А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999; Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д., Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности, М., 2000; Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Великий С.Н. и др., Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности, М., 2002.

Б.И. Моцохейн, Б.М. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОПРИВОД, электрический привод, – электромеханич. система, предназначенная для приведения в движение исполнительных органов рабочих машин и целенаправленного упр-ния этим движением в целях осуществления технологич. процесса. В общем случае состоит из взаимодействующих преобразователей электроэнергии, преобразовательных устройств и устройств сопряжения с внеш. системами.

Э. является гл. потребителем электроэнергии в пром-сти (св. 60% всей вырабатываемой в стране электроэнергии). На долю Э. приходится осн. часть общих потерь электроэнергии в системе электроснабжения пром. предприятий (до 75% суммарных потерь). Поэтому вопросы эффективного использования Э. имеют важное значение.

Преобразователем электрич. энергии наз. электротехнич. устройство, изменяющее электрич. энергию по его параметрам и/или показателям качества. Наибольшее распространение в Э., ис-

пользуемых в нефтегазовой пром-сти, получило преобразование параметров по роду тока, напряжению и частоте. Преобразователи бывают механические и электромеханические.

Электромеханич. преобразователь – электродвигатель – предназначен для преобразования электрич. энергии в механическую. В нек-рых режимах работы (напр., при электроторможении) электродвигатель осуществляет обратное преобразование энергии (рекуперацию).

Механич. преобразователь (цепная, зубчатая и клиноременная передачи, гидравлич. муфта и пр.) передает механич. энергию от электродвигателя к исполнительному органу рабочей машины и согласовывает вид и скорости их движения.

Преобразовательные устройства формируют управляемый поток энергии, потребляемый рабочим процессом и используемый для реализации осн. функции рабочей машины. Часть этого потока расходуется бесполезно. Поэтому все более важное значение приобретает использование «энергосберегающих» технологий для рабочих машин, исполнительных механизмов и рабочих процессов и создание восстанавливаемых источников энергии. В системах Э. все эти проблемы, в первую очередь, связаны с используемыми преобразовательными устройствами.

Управляющее устройство предназначено для формирования управляющих воздействий в Э., а информационное – для получения, преобразования, хранения, распределения и выдачи информации о переменных Э., технологич. процесса и сопредельных систем для использования в системе упр-ния Э. и во внеш. информационных системах. Устройство сопряжения – совокупность электрич. и механич. элементов, обеспечивающих взаимодействие Э. с сопредельными системами и отд. частей Э.

Совокупность управляющих и информационных устройств и устройств сопряжения Э. представляет собой его систему упр-ния. При наличии внеш. по отношению к Э. системы упр-ния более высокого уровня она составляет необходимую для функционирования Э. информацию.

Поэтому автоматизированный Э. – одна из наиболее распространенных разновидностей электромеханич. систем автоматич. упр-ния.

Осн. «выходные» координаты Э. – электромагнитный момент M или сила P , необходимые для нормального функционирования органов рабочей машины, и координаты движения: угловая ω или линейная V скорости или соответствующие отрезки пути. Координатой является любая электрич., механич., магнитная, тепловая переменная, принятая для описания состояния Э. и упр-ния его состоянием.

По функциональному назначению Э. различают: главный – обеспечивает движение исполнительного органа рабочей машины; вспомогательный – обеспечивает движение вспомогательных органов машины (для буровой установки

к главным относят Э., обеспечивающие вращательное движение осн. технологич. механизмов, а к вспомогательным – вращательное движение компрессоров, вентиляторов, механизмов приготовления и очистки бурового раствора и т.п.); реверсивный – обеспечивает движение исполнительного органа рабочей машины в любом из двух противоположных направлений (роторы, регуляторы подачи); нереверсивный – обеспечивает движение исполнительного органа рабочей машины только в одном направлении (буровые насосы, компрессоры, нагнетатели и пр.); программно-управляемый – обеспечивает перемещение исполнительного органа рабочей машины в соответствии с заданной программой, и др.; неавтоматизированный – все операции упр-ния в нем выполняет оператор; автоматизированный – часть операций упр-ния выполняют соответствующие устройства упр-ния без участия оператора.

По способу разделения энергии выделяют Э.: групповой – через разветвленную сеть механич. передаточных устройств движение передается нескольким рабочим машинам (напр., на буровой установке – на лебедку, ротор и буровые насосы); индивидуальный – обеспечивает движение одного исполнительного органа рабочей машины, что позволяет существенно упростить передаточные устройства привода и кинематику рабочей машины; взаимосвязанный – два или неск. механически или электрически связанных между собой Э. при работе поддерживают заданное соотношение или законы воспроизведения заданных координат движения исполнительных органов и (или) законы передачи энергии (обеспечения нагрузки) рабочей машины или нескольких машин; многодвигательный (разновидность взаимосвязанного) – электродвигательные устройства совместно работают на общий вал (напр., 2-, 3- и даже 4-двигательные Э. буровой лебедки).

При описании функционирования Э. широко используются понятия: механич. характеристика (зависимость, связывающая скорость и момент или силу элемента приведения Э.), электромеханич. характеристика (зависимость, связывающая скорость электродвигателя Э. и ток якоря), статич. режим работы (режим, в к-ром значение осн. координаты Э. неизменно), динамич. режим работы (режим, в к-ром значение осн. координаты Э. изменяется) и др.

По воздействию на управляющее устройство различают Э.: регулируемый – регуляторы по числу регулируемых координат Э. соединяются последовательно, образуя систему замкнутых контуров регулирования; с подчиненным регулированием – выходной сигнал внеш. контура является входным сигналом внутр. регулятора, подчиненного ему.

При технич. реализации получили распространение Э. постоянного (переменного) тока – с электродвигателем постоянного (переменного) тока; система «генератор–двигатель» («статический

преобразователь–двигатель») – с электромашинным преобразователем (статич. преобразователем электроэнергии); тиристорный – с тиристорным преобразователем электроэнергии; с релейно-контакторным (бесконтактным) упр-нием – управляющее устройство реализуется на основе релейно-контакторной (бесконтактной) аппаратуры.

Э. является силовой основой систем автоматизации технологич. процессов – создание систем автоматизации и механизации отд. технологич. процессов (напр., подачи долота на забой). Осн. задачи, к-рые ставит перед собой автоматизация буровых работ средствами Э.: замена ручных, многократно повторяющихся операций, машинными; устранение персонала из опасных рабочих зон; повышение качества процесса за счет повышения точности упр-ния; повышение качества операций при более высокой производительности их выполнения; оптимизация времени выполнения отд. операций; одновременное выполнение нескольких операций.

Предпосылками для реализации этой программы являются след. усовершенствования в технике и технологии бурения: применение регулируемого Э. исполнительных механизмов (напр., наличие *электропривода силового вертлюга, регуляторов подачи долота*); применение систем измерения забойных параметров в процессе бурения, к-рые позволяют получить оперативную информацию для осуществления оптимального упр-ния технологич. процессом; использование системы автоматич. микропроцессорного упр-ния нагрузкой на долото, в т.ч. при отборе *керн*, позволяющее снизить износ колонкового долота и увеличить отбор керн; наличие автоматич. системы свинчивания, развинчивания и расстановки бурильных свечей.

На многих буровых установках реализуется модульный подход к автоматизации, при к-ром для каждой автоматизиров. операции предусматривается отд. система, что позволяет внедрять системы автоматизации на существующих буровых установках, а также определять набор автоматизируемых функций применительно к конкретным условиям.

Совр. состояние теории и элементной базы позволяет получить практически любые требуемые эксплуатационные показатели Э., создать объектно-ориентированные Э. для конкретных типов производств. механизмов, видов нагрузок и управляющих устройств. Методы оптимального проектирования *электротехнических комплексов* предусматривают выбор критериев оптимальности, исходя из особенностей технологич. процесса, и использование регламентиров. методики оптимального проектирования. Комплексный подход особенно актуален для электротехнич. комплексов ряда нефтегазовых механизмов в силу их авт. характера, из-за чего рациональное сочетание всех систем, входящих в комплекс, оказывает решающее влияние на конструк-

цию механизма в целом и его эксплуатационные показатели.

Лит.: Ключев В. И., Теория электропривода, М., 1998; Ковчин С. А., Сабинин Ю. А., Основы электропривода, 2 изд., СПб., 2000. *Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфёнов.*

ЭЛЕКТРОПРИВОД БУРОВОГО НАСОСА – электромеханич. система для приведения в возвратно-поступательное движение поршня бурового насоса.

Технологич. функции насосов при бурении состоят в создании потока промышленной жидкости (*бурового раствора*) через *вертлюг, бурильные трубы* к забою скважины и через затрубное пространство к устью скважины. При этом поток жидкости при роторном бурении способствует разрушению породы на забое и обеспечивает вынос на поверхность частиц разбуренной породы, а при бурении гидравлич. забойными двигателями служит также рабочим агентом для вращения двигателя.

Необходимая мощность насоса при разных условиях в скважине и методах бурения различна. На серийных буровых установках (БУ) разл. классов номинальная приводная мощность одного насоса составляет от 300 до 950 кВт (на уникальных до 1180 кВт), номинальная частота вращения привода от 500 до 1000 об/мин. На серийных буровых установках применяют обычно два насоса, на уникальных и морских – три.

На конструкцию насосной группы существенно влияет вид привода. При нерегулируемом приводе предусматривается оперативная соединительная муфта между двигателем и насосом, а также пусковая задвижка, соединяющая выход насоса (линию высокого давления) с открытой емкостью. В этом случае двигатель запускается вхолостую, затем производится пуск насоса также вхолостую (при открытой «на сброс» задвижке) с помощью оперативной муфты. Затем пусковая задвижка плавно закрывается, и поток жидкости начинает поступать в линию высокого давления и циркулировать по рабочему контуру. При наличии регулируемого привода насоса оперативная муфта не устанавливается, а пусковая задвижка практически не используется.

Выбор вида привода и его характеристик производится с учетом след. требований и технологич. факторов: нереверсивный привод; длительный режим работы с относительно спокойной нагрузкой; относительное падение скорости от холостого хода до номинальной нагрузки (статизм) составляет 5% от номинальной скорости; пусковой момент не должен превышать номинальный более чем на 5–10%; возможность регулирования скорости привода в режиме бурения на 30–50% и более вниз от номинального значения; во вспомогательных режимах (восстановление циркуляции, промывка и т.п.) возможность работы на скоростях 20–50% от номинальной; при регулировании скорости вниз от номинальной обеспечение постоянного давления насоса

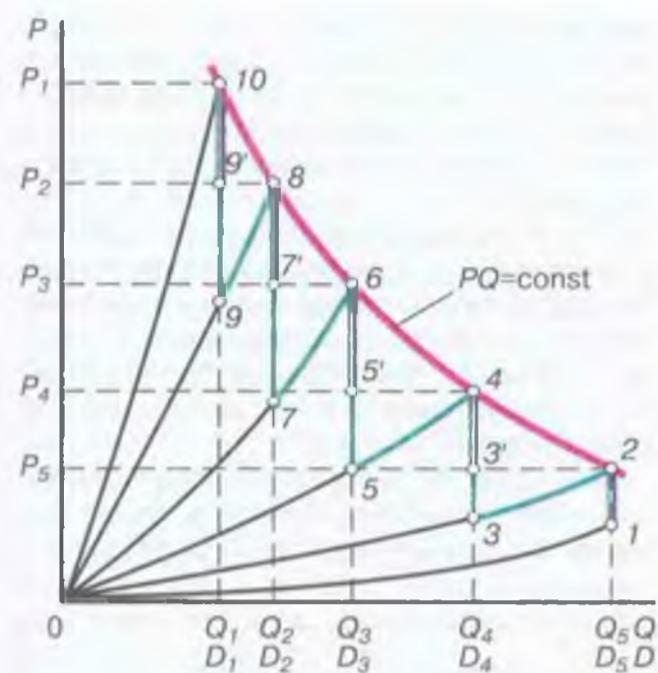


График режимов работы бурового насоса при различных видах электропривода: P – давление жидкости на выходе насоса; Q – подача жидкости; D – диаметр поршня; 1-2, 3'-4, 5'-6, 7'-8, 9'-10 – для переулируемого электропривода; 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10 – для регулируемого электропривода при постоянном моменте; 2-4-6-8-10 – для регулируемого электропривода при постоянной мощности.

(соответствует постоянству момента на приводном валу).

Обобщенные графики, характеризующие разл. режимы работы насоса и его привода, показаны на рис. Условно принято, что в комплекте насоса предусмотрено 5 типоразмеров сменных поршней. Осн. расчетные точки 2, 4, 6, 8, 10 для разл. диаметров поршней расположены на расчетной кривой постоянной мощности. При этом точка 2 – расчетная точка для поршней макс. диаметра; точка 10 – для миним. диаметра (соответствует номинальному режиму насоса, в к-ром давление максимально). Поскольку насос работает обычно в длительном режиме, превышение номинальной расчетной мощности не допускается. При неизменном диаметре поршня подача насоса пропорциональна скорости привода, давление пропорционально моменту на валу привода.

Рассмотрим работу насоса с нерегулируемым приводом. Давление P насоса в конкретном режиме определяется как произведение некоего коэф. гидравлич. сопротивления системы k на квадрат подачи жидкости Q ($P=k \cdot Q^2$). Соответствующий график наз. «кривой нагрузки» при конкретном коэффициенте k , к-рый увеличивается с ростом глубины скважины. Неск. кривых нагрузки проходят через осн. расчетные точки (0 – 10; 0 – 2; 0 – 8 и т.д.).

Если при малой глубине установлены поршни макс. диаметра и насос работает в точке 1, то с увеличением глубины величина подачи насоса остается постоянной, а давление неск. возрастает, режим работы переходит в точку 2. Дальнейшая работа на тех же поршнях недопустима, т.к. с увеличением глубины давление и мощность превысят допустимые значения. Поэтому вынуждены устанавливать поршни меньшего диаметра.

Поскольку при той же скорости привода подача уменьшается, а кривая нагрузки остается неизменной, режим работы насоса будет определяться точкой 3'; по мере углубления скважины происходит переход в точку 4, и т.д. Из графика видно, что в точках перехода фактически развиваемая мощность значительно меньше номинальной.

В целом при нерегулируемом приводе изменение режимов будет происходить по ступенчатому графику: 1-2, 3'-4, 5'-6, 7'-8, 9'-10. Т.о., во всех режимах, кроме осн. расчетных точек, мощность насоса используется неполностью. В итоге имеет место вынужденное недоиспользование мощности по сравнению с идеальной кривой, к-рое характеризуется приблизительно суммарной площадью треугольников: 2-3'-4, 4-5'-6, 6-7'-8, 8-9'-10.

При частично-регулируемом приводе для тех же условий, благодаря возможности регулирования скорости вниз от номинальной, общий график работы насоса представляет собой ступенчатую кривую 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10. В данном случае недоиспользование мощности значительно меньше, чем при переулируемом приводе.

На электр. буровых установках (в осн. типа БУ-3200 ЭУК) для насосов использовался электропривод переменного тока – т.н. система асинхронного вентильного каскада. Эта система относится к группе частично-регулируемых приводов, т.к. обеспечивает регулирование скорости в ограниченном диапазоне (от 50 до 100% номинальной скорости электродвигателя).

На совр. установках для буровых насосов применяется электропривод постоянного тока, обеспечивающий полностью все требования, предъявляемые к приводу насоса. В применяемой схеме электропривода регулятор скорости построен как регулятор электродвижущей силы электродвигателя, в связи с чем упрощается схема.

В регулируемом приводе (насосы, выпускаемые ОАО «Уралмаш») принято однозонное регулирование. При этом ток возбуждения электродвигателя поддерживается постоянным и равным номинальному. Такая система электропривода позволяет регулировать скорость привода насоса вниз от номинальной при постоянном моменте (т.е. при постоянном давлении насоса) без к.-л. других ограничений. Благодаря этому общий график работы насоса представляет собой ступенчатую кривую 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10. Из анализа графиков следует, что при этом использование мощности значительно лучше, чем при переулируемом приводе. Кроме того, электропривод допускает длительную работу на малой скорости, что создает возможность для режимов восстановления циркуляции в скважине, для ликвидации пробок, прихватов и т.д., а также обеспечивает значительную экономию времени при вспомогательных операциях.

Электропривод постоянного тока дополнительно позволяет регулировать скорость вверх от номинальной по закону постоянства мощности (двухзонное регулирование скорости), что позволяет получить график работы насоса, представленный на рис. точками 2-4-6-8-10. Двухзонное регулирование скорости электродвигателя насоса выше номинальной путем снижения тока возбуждения. В этом случае ток возбуждения регулируется путем оперативного упр-ния возбуждением (после того, как будет получено номинальное напряжение якоря электродвигателя), в результате чего достигается полное использование мощности привода.

Лит.: Моцухейн Б.И., Парфёнов Б.М., Шниловой В.А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999; Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Великий С.И. и др., Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности, М., 2002.

Б.И. Моцухейн, Б.М. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОПРИВОД РОТОРНОГО СТОЛА буровой установки – электромеханич. система для приведения во вращение роторного стола.

Осн. способом проходки нефтяных и газовых скважин является *вращательное бурение*. Вращение долота осуществляется с помощью наземных устройств (обычно это буровой ротор со своей системой привода) и *забойных двигателей*.

Роторный стол (ротор буровой установки) предназначен для приведения во вращение колонны *бурильных труб*. При роторном бурении это необходимо для вращения долота, при турбинном бурении – для вспомогательных целей.

Мощность привода ротора на серийных буровых установках стандартного ряда составляет от 50 до 330 кВт (на уникальных до 440 кВт). Нормируемыми данными, к-рые должны содержаться в технич. задании на разработку привода ротора, являются: макс. частота вращения при миним. моменте, макс. вращающий момент при нулевой частоте вращения (стопорный момент, развиваемый кратковременно), наибольший рабочий момент в длительных режимах. Последний параметр по существу – номинальный момент привода ротора, к-рому соответствует номинальная частота вращения.

Выбор привода ротора и его характеристик производится с учетом след. требований и технологич. особенностей: неоперативный реверс – в осн. рабочих режимах ротор должен вращаться только в прямом направлении (по часовой стрелке), обратное вращение нужно лишь в нек-рых вспомогательных режимах (поэтому допустимы оперативные переключения с кратковременным перерывом питания); длительный режим работы – момент нагрузки может быть постоянным или (при бурении пород переменной твердости) колеблется в значительных пределах (вплоть до максимального); при регулировании скорости вращения вниз от номинальной возможность дли-



Механические характеристики электропривода постоянного тока для ротора: 1 — режим максимального момента; 2 — режим минимального момента.

тельной работы при номинальном моменте нагрузки (т. е. регулирование с постоянным моментом); при регулировании скорости вверх от номинальной обеспечение мощности не менее номинальной (регулирование с постоянной мощностью); ограниченный стопорный момент (обычно на уровне 1,5–1,6 от номинального значения); регулирование скорости в широких пределах; но возможности миним. момент инерции, приведенный к оси колонны (для уменьшения динамич. нагрузок в колонне и механизмах при колебаниях момента нагрузки и скорости вращения).

Выполнение этих требований в полном объеме возможно только при использовании привода ротора с плавным регулированием скорости в широких пределах.

На буровых установках устаревших типов используется групповой нерегулируемый электропривод лебедки и ротора от асинхронного электродвигателя с фазным ротором, изменение скорости ротора — ступенчатое с помощью многоскоростной коробки передач.

На большинстве совр. установок для ротора применяется регулируемый тиристорный электропривод постоянного тока, к-рый в полной мере отвечает предъявляемым требованиям. Одновременно резко упрощается кинематич. схема: используется прямая передача от двигателя к ротору или устанавливается малогабаритный одно- или двухскоростной редуктор.

В типичной схеме Э. р. с. якорь двигателя получает питание от тиристорного преобразователя. Система упр-ния имеет два контура регулирования по цепи якоря: внутренний (подчиненный) — для регулирования тока; внешний (главный) — для регулирования скорости. Для упрощения схемы сигнал обратной связи по скорости формируется в виде сигнала по электродвижущей силе. Предусмотрен контур регулирования тока возбуждения с независимым упр-нием от пульта. Механич. характеристики Э. р. с. показаны на рис.

При бурении в обычных условиях устанавливается режим миним. момента; при ликвидации прихватов и т. п. — режим макс. момента.

Привод обеспечивает плавное регулирование скорости во всем диапазоне от нуля до номинальной скорости (точка А) и далее до макс. скорости (точка С). Участок А–С — линейный, однако мощность на нем достаточно близка к постоянной. В схеме может быть предусмотрено и точное поддержание постоянной мощности, но обычно в этом нет необходимости.

Оси. виды электрооборудования привода — электродвигатели и комплектные устройства упр-ния. На буровых установках с электроприводом переменного тока привод ротора осуществляется от электродвигателей буровой лебедки.

На буровых установках с электроприводом постоянного тока БУ-1600, БУ-2500 для ротора применяется электродвигатель сравнительно небольшой мощности (160–250 кВт). На установках большей грузоподъемности электродвигатель ротора обычно принимается того же типа, что и для буровых насосов (со значительным запасом по мощности). Это обеспечивает унификацию двигателей и одновременно позволяет отказаться от использования коробки передач. Необходимое ограничение мощности привода осуществляется соответствующей настройкой системы регулирования.

Лит.: Моцохейн Б. И., Парфёнов Б. М., Шилевой В. А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999; Белоусенко И. В., Шварц Г. Р., Великий С. Н. и др., Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности, М., 2002.

Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОПРИВОД СИЛОВОГО ВЕРТЛЮГА — электромеханич. система для приведения в движение силового вертлюга.

В отличие от *вертлюга* обычной конструкции, т. е. силовой вертлюг (верх. привод, верх. вращатель) выполняет осн. функции ротора и имеет ряд дополнительных возможностей. Он имеет собств. привод для вращения *бурильной колонны*.

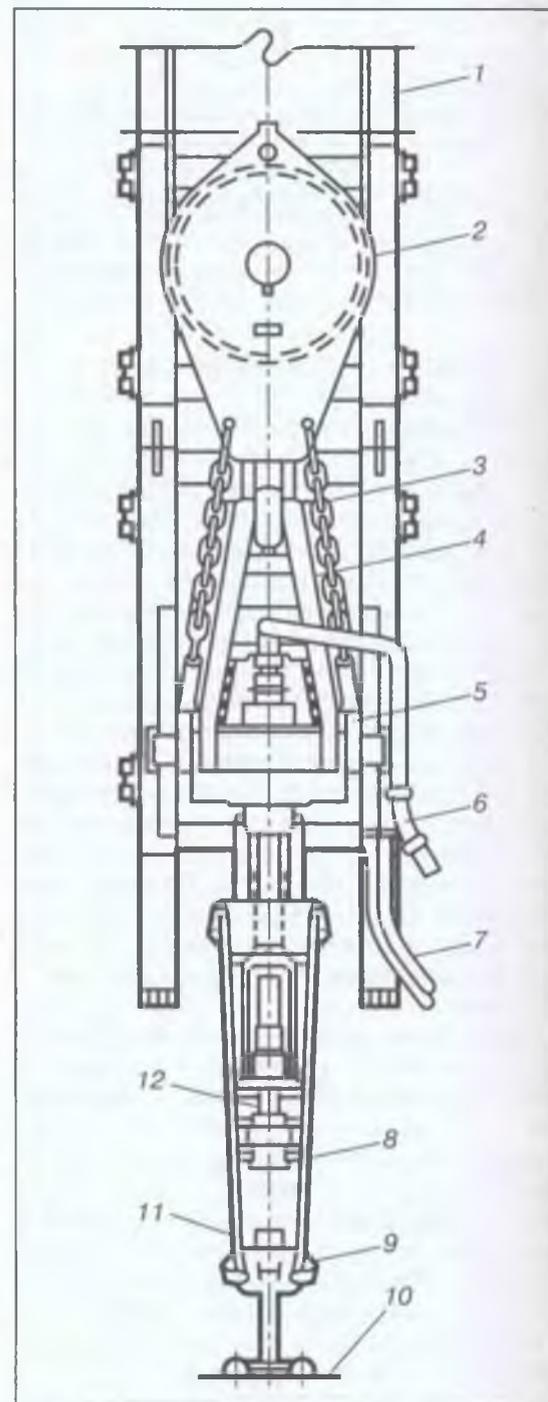
Интегрированное устройство вращателя прикреплено с помощью ценной балансирующей подвески к талевому блоку, вся эта система движется вертикально по направляющим. Ось системы совпадает с осью скважины. Приводное устройство содержит электродвигатель и редуктор. Буровой раствор подводится к вертлюгу с помощью гибкого шланга. По вспомогательному гибкому кабель-шлангу подается питание электродвигателя, а также рабочий агент (вода или чистый воздух) для охлаждения двигателя. В процессе спуско-подъемных операций к силовому вертлюгу с помощью штропов подвешивается элеватор, к-рый служит для захвата верх. муфты верх. бурильной трубы.

При бурении элеватор и штропы снимаются, верх. конец бурильной трубы привинчивается к соединительному устройству, к-рое является по существу выходным валом вращателя. Для привода обычно используется электродвигатель

постоянного или переменного тока. При необходимости реверс осуществляется реверсированием двигателя. Реактивный момент, возникающий при работе силового вертлюга, воспринимается направляющими.

Э. с. в. по возможности унифицируется с электрооборудованием др. механизмов. Напр., применяют такой же электродвигатель и тиристорный преобразователь, что и для других буровых механизмов, но с вертикальным исполнением вала и подшипников, и т. д.

Осн. преимущества силового вертлюга: отпадает необходимость вращать колонну бурильных труб (КБТ) ротором с



Общий вид силового вертлюга: 1 — направляющие; 2 — талевый блок; 3 — балансирующее устройство; 4 — интегрированное устройство вращателя; 5 — устройство привода с электродвигателем (установлен сзади); 6 — гибкий буровой шланг; 7 — вспомогательный кабель-шланг; 8 — штропы подвески элеватора; 9 — элеватор; 10 — рабочая площадка буровой установки; 11 — верхняя муфта бурильной трубы; 12 — соединение привода с верхней бурильной трубой.

помощью спец. вкладышей, образующих квадратное отверстие, и ведущей квадратной трубы, что упрощает и ускоряет подготовку бурильного инструмента к работе; отсутствие квадратной трубы облегчает и сокращает по времени операции по наращиванию КБТ; постоянная готовность системы вращения колонны, что уменьшает вероятность прихватов колонны в скважине; достаточно точное ориентирование бурильного инструмента по азимуту (важно при наклонном и горизонтальном бурении); свинчивание и развинчивание бурильных труб с определенной экономией времени.

Структура схемы упр-ния Э. с. в. и характеристики электропривода практически такие же, как для электропривода роторного стола.

Лит.: Белоусенко И. В., Шварц Г. Р., Великий С. Н. и др., Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности, М., 2002.

Б. И. Моцкейн, Б. И. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОПРИВОД СПУСКО-ПОДЪЁМНОГО АГРЕГАТА – электромеханич. система для приведения в движение талевого блока и крюка спуско-подъемного агрегата (СПА).

Технологич. процесс проводки скважины состоит из двух осн. процессов – разрушения горн. породы вращающимся долотом и подъема и спуска колонны инструмента для смены изношенного долота.

СПА буровой установки предназначен для подъема и спуска бурильных и обсадных труб, а также подъема и опускания незагруженного элеватора, свинчивания и развинчивания труб, их переноса и установки, подачи долота на забой и вспомогательных операций. Перечисленные операции требуют различной мощности и характеристик электропривода, поэтому в новых буровых установках для вспомогательных операций применяются отд. механизмы с индивидуальным электроприводом. Осн. частью СПА является буровая лебедка, выполняющая подъем и спуск бурильных и обсадных труб и подачу долота на забой.

Требования к приводу буровой лебедки обусловлены ее функциональным назначением и технологич. особенностями работы в составе СПА. Из последовательности элементов операций подъема или спуска одной свечи следует, что часть времени цикла барабан лебедки вращается под нагрузкой, обусловленной массой инструмента, а остальное время барабан заторможен и электропривод разгружен, т. е. режим его работы повторно-кратковременный. Относительная продолжительность включения составляет в среднем 30–40%, длительность одного цикла 1,5–3 мин. Перегрузка двигателя по току в рабочем периоде принимается равной 1,2–1,3 от номинального тока.

При помощи буровой лебедки, наряду с машинным циклом подъема или спуска свечи, производят «натяжку» талевого системы (предварительное включение), развинчивание свечей, их установку на подсвечник или снятие с подсвечника,

осуществляют принудительный спуск незагруженного элеватора и другие вспомогательные операции. Мощность, затрачиваемая на эти операции, невелика, а их длительность составляет 1–3 с. Однако большое число включений неблагоприятно сказывается на надежности и долговечности электропривода.

Реверс электродвигателя в осн. рабочих режимах не требуется, а в редких вспомогательных режимах может осуществляться оперативным переключением. Если двигатель используется для электроторможения при спуске колонны, привод должен быть реверсивным в смысле изменения знака скорости. Однако статич. момент нагрузки определяется «протягивающим грузом» и не меняет знака. Силовой спуск незагруженного элеватора производится на буровой установке с малой массой талевого блока и крюка, в зимних условиях, при неполном растормаживании барабана и т. д. в тех случаях, когда это специально предусмотрено схемой. Как правило, на тяжелых буровых установках необходимость в силовом спуске отсутствует, т. к. масса подвижных частей талевого системы обеспечивает удовлетворительные темпы спуска. В общем случае за один цикл подъема можно ограничиться одним включением приводного электродвигателя, что при работе на высоких скоростях подъема обуславливает до 50–60 включений в час.

Исходя из расчетного графика загрузки к приводу лебедки предъявляются след. требования: электродвигатель должен допускать работу в повторно-кратковременном режиме с числом включений 100–120 в час, число полных реверсов 10–20 в час (при групповом приводе ротора в приводе постоянного тока до 50 реверсов).

Электропривод лебедки может быть регулируемым или нерегулируемым, желательно более полное использование мощности привода при изменении момента нагрузки в широких пределах (от незагруженного элеватора до колонны номинального веса до 20:1). Поэтому характеристика привода должна быть близка к кривой постоянства мощности. При нерегулируемом приводе это достигается с помощью цепной или зубчатой коробки перемены передач (требуемый диапазон регулирования скорости до 10:1).

Пусковые характеристики привода должны обеспечивать плавный, но достаточно интенсивный разгон лебедки. Значение макс. момента двигателя в пределах 1,8–2,2 от номинального. Жесткость механич. характеристики должна быть такой, чтобы относительное падение скорости от холостого хода до номинальной нагрузки (т. н. статизм) не превышал 5–8% от номинальной частоты вращения.

Привод лебедки должен обеспечивать остановку крюка талевого системы с точностью $\pm(30-40)$ мм.

На установках глубокого бурения по соображениям резервирования привод

лебедки принимается двухдвигательным, однако макс. расчетное усилие на крюке должно обеспечиваться при работе одного двигателя.

Для привода лебедки рекомендуется применять глубоко регулируемый электропривод (в совр. практике – электропривод постоянного тока по системе «тиристорный преобразователь – электродвигатель постоянного тока» (ТП-Д), редукторный или безредукторный с авариийной механич. передачей в зависимости от ряда дополнительных требований). Для легких буровых установок допускается применять нерегулируемый электропривод с обеспечением плавного пуска и со ступенчатым регулированием скорости подъема с помощью механич. коробки передач.

Режим электроторможения – повторно-кратковременный, с продолжительностью включения 40%. Макс. (кратковременный) тормозной момент должен обеспечиваться в течение 10 с за цикл (режим интенсивного замедления). Если в качестве тормозной машины используется приводной электродвигатель, то он должен при спуске работать в режиме динамич. или рекуперативного торможения (последнее допускается на буровых установках, получающих питание от электрич. сети). Тормоз должен без повреждений и остаточных деформаций выдерживать в течение 2 мин частоту вращения, на 50% превышающую номинальную.

Диапазон регулирования скоростей спуска вверх от номинальной достигает 2:1. Желательно получение малых скоростей спуска (высот до нулевой), однако допустимо принимать миним. скорость ок. 0,3 от номинальной. Для наиболее полного использования мощности системы торможения зависимость скорости спуска от момента нагрузки при скорости больше номинальной должна быть близка к кривой постоянства мощности. Система торможения должна обладать запасом тормозного момента ок. 1,5 от номинального значения для обеспечения достаточно интенсивного замедления. Требования к точности остановки те же, что и для привода лебедки в режиме подъема.

Перечисленные требования характерны для буровых установок любого класса и разл. типов используемых электроприводов. В зависимости от конкретных особенностей буровой установки при формулировании технич. требований к системе электропривода возникают дополнительные условия (напр., ограничения по габаритам и массе узлов электрооборудования), предъявляются определенные требования к монтажеспособности и транспортабельности. При использовании двух и более электродвигателей должно быть обеспечено равномерное распределение нагрузки. При выборе двигателей следует учитывать необходимость в унификации источников электроэнергии для всех гл. электроприводов. Системы упр-ния должны обеспечить наиболее полное использование регулировочной способности двигателей (при регулируемом элек-

троприводе), возможность работы в торозных режимах, высокое быстродействие и т. п.

Электромеханич. расчеты электропривода лебедки и выбор электродвигателя обычно проводятся на основании приближенных проектных расчетов и выбора осн. параметров, а затем уточненных поверочных расчетов. За основной расчетный режим принимается режим подъема *бурильной колонны* номинальной длины и массы. В общем случае двигателя соединяются с барабаном лебедки через механич. коробку передач, имеющую несколько ступеней («скоростей»). Для нерегулируемого электропривода число передач задается, в случае применения регулируемого привода выбор числа скоростей и передаточных отношений производится одновременно с выбором двигателя.

Развиваемая мощность электропривода (соответствует установленной мощности привода СПА с учетом перегрузочной способности самого привода) определяет низшую рабочую скорость подъема колонны буровых труб и производительность машинных операций по подъему инструмента в целом при заданной глубине бурения. Осн. критерием при выборе его величины является экономич. эффективность, оптимизация к-рой позволяет в первом приближении оценить величину установленной мощности. Поскольку при увеличении мощности привода лебедки сокращается машинное время подъема инструмента, вследствие чего уменьшается годовая потребность в буровых установках для выполнения заданного объема буровых работ, но одновременно возрастают отчисления за амортизацию электрооборудования и стоимость израсходованной электроэнергии, суммарные расходы на подъем инструмента имеют минимум при нек-рой (рациональной) мощности электродвигателя. Рациональное значение развиваемой мощности электропривода буровой лебедки определяется технико-экономич. показателями влияния производительности машинных операций по подъему инструмента на суммарные затраты по выполнению этих операций за цикл проводки типовой скважины при наличии технич. и технологич. ограничений скорости перемещения колонны буровых труб. В известных пределах установленная мощность может меняться без существ. экономич. ущерба, что позволяет при выборе электрич. машин руководствоваться дополнительными конструктивными соображениями.

Наиболее простым соотношением, связывающим суммарную установленную мощность электропривода буровой лебедки P (кВт) с развиваемой мощностью N (кВт) и номинальной грузоподъемностью на крюке Q_n , является формула:

$$P = N/\delta,$$

где $N = Q_n \cdot V_{\text{кря}}/\eta$; Q_n — номинальная грузоподъемность на крюке, кН; $V_{\text{кря}}$ — установленная скорость подъема крюка с номинальной нагрузкой, соответствующая

оптимальному значению мощности, м/с (обычно 0,4–0,5 м/с); η — КПД подъемной установки от вала двигателя до крюка при номинальной грузоподъемности; δ — коэф. возможной перегрузки двигателя в основном рабочем режиме (1,2–1,3).

При двухдвигательном приводе лебедки каждый двигатель должен иметь мощность не менее половины расчетной, при этом должна обеспечиваться возможность подъема инструмента макс. веса на низшей передаче лебедки одним электродвигателем.

Моменты на валу барабана при подъеме и спуске колонны определяются по формулам:

$$M_6 = G \cdot D_6 k_{\text{погр}} / 2 i_{\text{тс}} \eta_{\text{тс}} \eta_{\text{тр}};$$

$$M_6 = G \cdot D_6 k_{\text{погр}} \eta_{\text{тс}} \eta_{\text{тр}} / 2 i_{\text{тс}},$$

где M_6 — момент на валу барабана, Нм; G — вес колонны в воздухе, Н; D_6 — расчетный диаметр барабана, м; $k_{\text{погр}}$ — коэф. потери веса при погружении колонны в буровой раствор (0,85–0,9); $i_{\text{тс}}$, $\eta_{\text{тс}}$ — передаточное отношение и КПД талевого системы; $\eta_{\text{тр}}$ — коэф., учитывающий трение колонны о стенки скважины (0,85).

Моменты на валу двигателя при подъеме и спуске колонны определяются соответственно по формулам:

$$M_{\text{дп}} = M_6 / i_k \eta_k, \quad M_{\text{дс}} = M_6 \eta_k / i_k,$$

где $M_{\text{д}}$ — момент на валу двигателя (суммарный момент двигателей при многодвигательном приводе), Нм; i_k — передаточное отношение; η_k — КПД k -й передачи. По найденным моментам на валу двигателя находятся значения тока якоря в разл. режимах.

Надежная и экономичная работа электропривода возможна только при правильном выборе установленной мощности электрич. машин, обеспечивающей наиболее полное их использование по нагреву. Под номинальной мощностью электродвигателей понимается длительное значение мощности, при к-рой темп-ра изоляции не превзойдет нормируемой величины. Для проектирования электроприводов и анализа их режимов работы используют упрощенные методы, основанные на усреднении тепловых потерь за рабочий цикл. Выбрав предварительно мощность двигателя и частоту вращения, можно построить действительную нагрузочную диаграмму двигателя и произвести его проверочный расчет. При расчете электропривода СПА наибольшее распространение получили методы среднеквадратичного циклового тока и среднеквадратичного момента нагрузки.

Для построения рациональной кинематич. схемы СПА необходимо определение след. параметров: кол-во приводных электродвигателей; номинальная частота вращения вала электродвигателя; диапазон регулирования скорости подъема.

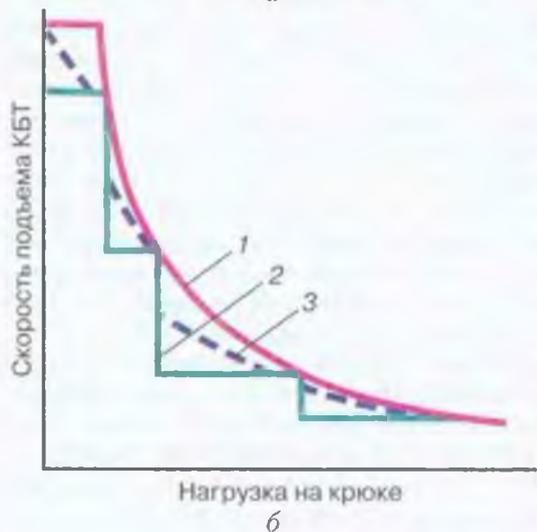
Для привода буровых лебедок СПА применяют от одного до четырех электродвигателей; наибольшее распространение на легких и средних отечеств. бу-

ровых установках получил однодвигательный, а на тяжелых — двухдвигательный привод. Явные недостатки двухдвигательной схемы (увеличение массы, стоимости и занимаемой площади, необходимость в выравнивании нагрузки и т. п.) существенно влияют на параметры СПА. Поэтому для привода СПА целесообразно применение одного электродвигателя во всех случаях, когда это решение допустимо по конструктивным соображениям (ограничения по массе и габаритам электродвигателя, по высоте цетрон, сложность монтажа и замены электродвигателя в промысловых условиях и т. п.).

Номинальная частота вращения вала электродвигателя при наличии промежуточной трансмиссии между валом буровой лебедки и электродвигателем может быть выбрана любой предусмотренной стандартом. За счет использования низкооборотного электродвигателя можно уменьшить суммарный момент инерции СПА и сократить длительность переходных процессов. Однако относительное сокращение времени разгона может достигнуть существ. величин (10–15%) только для высших скоростей подъема, причем абс. экономия времени при этом невелика. С др. стороны, увеличение передаточного отношения приводит к снижению номинального момента электродвигателя, его массы и стоимости при нек-ром увеличении массы цепной или зубчатой коробки передач. Поэтому для электроприводов многоскоростных СПА рекомендуется применение приводных электродвигателей макс. частоты вращения при идентичности остальных основных показателей (обычно номинальная частота вращения от 500 до 1000 об/мин).

Загрузка СПА в процессе его использования изменяется от минимальной, соответствующей режиму подъема незагруженного элеватора, до максимальной (приложенной кратковременно) при расхаживании *обсадных колонн* и ликвидации осложнений и аварий. Осн. время спуско-подъемных операций затрачивается на выполнение операций с колонной буровых труб, когда нагрузка на крюке не превышает веса колонны в воздухе (50–60% от макс. грузоподъемности). Именно эти операции определяют ср. производительность СПА и учитываются при оценке оптимального уровня установленной мощности привода и рационального числа скоростей подъема. Осн. часть циклов спуско-подъемных операций приходится на работу с нагрузками менее 50% от максимально допустимой для подъема колонны буровых труб. Поэтому особое внимание конструкторы уделяют выбору высш. скорости перемещения колонны буровых труб и незагруженного элеватора.

При многоскоростной лебедке выбор высш. скорости выполняют независимо от остальных, ориентируясь на минимизацию машинного времени цикла (0,75–0,85 от значения оптимальной скорости). При длине свечи 25–27 м рациональная



Механические характеристики регулируемого (а) и нерегулируемого (б) электропривода спуско-подъемных агрегатов в режиме подъема: 1 — требуемая характеристика; 2 — при четырех скоростях и жесткой механической характеристике двигателя; 3 — то же, но при мягкой механической характеристике двигателя.

величина высш. скорости составляет 1,6–1,7 м/с. При регулируемой характеристике привода сокращение кол-ва механич. передач вносит дополнительные ограничения при выборе высш. передачи. Однако в любом случае макс. скорость подъема в соответствии со стандартом должна быть не менее 1,5 м/с для установок 1–5-го и не менее 1,6 м/с для 6–11-го классов.

Передаточное отношение на пизшей передаче определяется из условия «рассаживания» обсадной колонны при захвате с учетом допустимой кратковременной перегрузки электродвигателя (обычно 1,8–2,2 при макс. продолжительности до 15 с).

Определив передаточные отношения для высшей и низшей передач, можно представить зависимость скорости подъема от нагрузки на крюке при регулируемом электроприводе в виде графика (рис., а), где участок ABC соответствует работе на высш. передаче, а участок CDE — на низшей. Участок AB соответствует работе с рациональной высш. скоростью подъема при макс. частоте вращения двигателя, точка B соответствует режиму полного использования установленной мощности при соответствующем значении рабочей перегрузки. Участок

ABCD соответствует диапазону длительно действующих нагрузок при подъеме колонны бурильных труб (в т.ч. точка D — нагрузка от колонны макс. веса); участок DE — работе с обсадными трубами при их весе больше веса колонны бурильных труб; участок FE — расхаживанию обсадных колонн и ликвидации аварийных ситуаций (скорость крюка 0,1–0,2 м/с). Точка E соответствует условиям выбора первой передачи. Общий диапазон регулирования скорости определен точками B и E.

Необходимое число механич. ступеней регулирования скорости (передач) подъема при заданном рабочем диапазоне зависит от регулировочных свойств привода. Для нерегулируемого электропривода (рис., б) характеристика в диапазоне BE имеет ступенчатую форму и, как правило, обеспечивается применением коробки скоростей с 4–6 ступенями перемены передач. Низшая скорость подъема крюка принимается аналогично выбору точки E, вторая — аналогично D, из условия работы с колонной бурильных труб макс. массы, высшая (если она не ограничена кинематич. связями) — из условия рационального времени перемещения незагруженного элеватора; остальные скорости должны быть выбраны т.о., чтобы обеспечивался минимум суммарного машинного времени подъема колонны бурильных труб за цикл бурения расчетной скважины для установок данного класса.

Для буровых установок с авт. энерго-снабжением регулирование скорости в зависимости от фактич. нагрузки должно выполняться применительно к первичному двигателю (двигатель внутр. сгорания, газовая турбина).

При регулируемом электроприводе ориентируются на соотношение, связывающее параметры системы привода и заданные параметры лебедки (в относительных единицах):

$$\frac{\delta_{\max}}{\delta_0} \cdot d^a = \frac{b}{c} k_{\text{ав}} D,$$

где δ_{\max} — принятая макс. перегрузка двигателя по току; δ_0 — перегрузка в осн. расчетном режиме; d — диапазон регулирования скорости двигателя при полной мощности; a — число ступеней передач лебедки; b — кол-во электродвигателей привода лебедки; c — кол-во двигателей, работающих в режиме аварийного подъема колонны; $k_{\text{ав}}$ — коэф. перегрузки лебедки по грузоподъемности в аварийных режимах; D — диапазон регулирования скорости подъема при полной мощности привода.

Уравнение содержит три неизвестных параметра привода: a , d и δ_{\max} (ориентировочное значение δ_0 известно). Решать поставленную задачу рекомендуется методом последовательных приближений (задавая величины a и δ_{\max} , найти d) или графоаналитич. методом.

Электропривод буровой лебедки на постоянном токе в общем случае предусматривает двухзонное регулирование скорости и состоит из не-

реверсивных систем упр-ния напряжением якоря и упр-ния током (поток) возбуждения двигателя. Чтобы мощность, развиваемая приводом, при изменении веса колонны осталась приблизительно постоянной, предусмотрен узел регулирования мощности (точнее — ограничения мощности) — пропорциональный усилитель с узлом ограничения на его выходе. Уровень ограничения регулируется по сигналу датчика веса на крюке, при этом скорость с увеличением веса автоматически снижается до номинальной.

Применение в электроприводе СПА высокооборотных приводных электродвигателей постоянного тока не исключает необходимости использования *электромагнитных тормозов*. Однако если параметры кинематич. схемы и мощность приводных электродвигателей СПА рассчитаны т.о., что все работы по СПА выполняются при соединении электродвигателей с подъемным валом лебедки напрямую или через механич. передачу с зубчатым зацеплением, электродвигатели постоянного тока обеспечивают замедление подъемного вала до нулевой скорости и удержание его на весу без механич. тормоза (электрич. торможение).

Электропривод буровой лебедки на переменном токе осуществляется от низковольтных или высоковольтных асинхронных электродвигателей с фазным ротором, являющихся модификацией двигателей единой серии и рассчитанных для эксплуатации в неотапливаемых помещениях временного типа с нормальной средой. Электродвигатели предназначены для монтажа и транспортировки в полевых условиях. Исполнение — брызгозащищенное с влагостойкой изоляцией, горизонтальное с самовентиляцией; вал на щитовых подшипниках качения с одним свободным концом под полумуфту. Упр-ние ими в электроприводах буровых лебедок осуществляется по схеме с активными сопротивлениями и дросселями в цепи ротора, упр-ние разгоном — в функции времени.

Работу СПА в режиме подачи долота см. в ст. *Регуляторы подачи долота*.

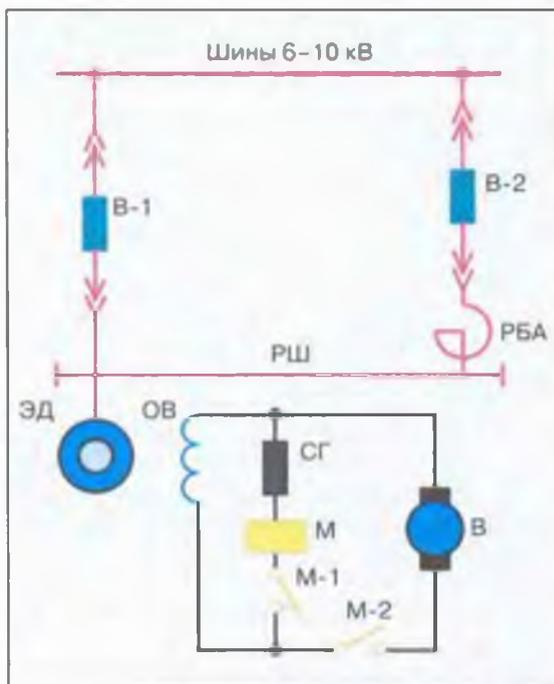
Лит.: Моцохейн Б. И., Парфёнов Б. М., Электропривод буровых лебедок, М., 1978; Моцохейн Б. И., Парфёнов Б. М., Шпилевой В. А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999.

Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОПРИВОДНОЙ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ — центробежный компрессор с приводом от электродвигателя для сжатия и транспортирования природного газа по трубопроводам.

Впервые *газоперекачивающие агрегаты* с электродвигателями мощностью 4500 кВт были применены в 1959 на газопроводе Ставрополь — Москва. С 1962 началось применение синхронных электродвигателей мощностью 4 тыс. кВт. С 1975 внедряются электродвигатели единой серии мощностью 4 и 12,5 тыс. кВт.

На *компрессорных станциях* эксплуатируются Э. г. а. мощностью 4,0; 6,3; 12,5 и 25 тыс. кВт с приводом от синхронных турбодвигателей, питаемых напряжени-



Типовая схема управления синхронным электродвигателем: ЭД – электродвигатель (синхронный); ОВ – обмотка возбуждения; В – возбудитель (электромашинный); СГ – сопротивление гашение; В-1, В-2 – выключатель масляный; РБА – реактор бетонный; РШ – реакторные шины; М – контактор гашения поля; М-1, М-2 – контакт контактора.

ем 6 или 10 тыс. В, степень сжатия газа 1,23–2,2. Для разл. типов Э. г. а. объемная производительность по газу составляет 45–545 м³/мин; кпд электродвигателя равен 96,5–97,9%. На нач. 2002 в газовой пром-сти находились в эксплуатации Э. г. а. общей мощностью 6,05 млн. кВт. Эти агрегаты по сравнению с пр. типами привода имеют ряд преимуществ при стр-ве и эксплуатации компрессорных станций: высокая надежность и меньшая потребность резервных мощностей; стабильность и независимость мощности и кпд от погодных условий и срока службы; отсутствие потребления перекачиваемого газа и вредных выбросов в атмосферу (экологически чистая технология); меньшие пожароопасность, шумы и вибрации, затраты на ремонты, капитальные вложения в стр-во, уд. расход масла; большой срок службы до списания (до 25 лет).

В состав Э. г. а. входят: *центробежный компрессор*, повышающий редуктор, электродвигатель; масляная система принудительной смазки подшипников и уплотнения компрессора; система авт. упр-ния, сигнализации и защиты; блок технологич. газовых кранов обвязки компрессора.

Предусматриваются два варианта пуска Э. г. а.: разгруженный и загруженный. При разгруженном пуске Э. г. а. электродвигатель начинает вращаться при атм. давлении в полости компрессора, загрузка производится после набора номинальных оборотов; при загруженном пуске включению электродвигателя предшествует загрузка компрессора (переключение кранов и заполнение полости компрессора газом).

Пуск Э. г. а. производится по команде, подаваемой с местного щита упр-ния или

станционного пульта упр-ния, одновременным запуском пускового насоса смазки и одного из насосов уплотнения. Синхронный электродвигатель запускается в асинхронном режиме и после включения возбуждательного устройства достигает синхронных оборотов. Пуск Э. г. а. заканчивается после перестановки кранов (при разгруженном пуске) или после останова пускового насоса смазки (при загруженном пуске).

При остановке Э. г. а. предусматриваются два алгоритма автоматич. операций: нормальная и аварийная остановки. Нормальная остановка осуществляется для планового вывода агрегата из работы. Аварийная остановка обеспечивает максимально быстрый вывод агрегата из работы: прекращение вращения компрессора и освобождение его полости от газа. При подаче команды на аварийную остановку немедленно отключается высоковольтный выключатель электродвигателя и переключаются краны на обвязке компрессора, что уменьшает время перекрытия газа.

Упр-ние приводным синхронным электродвигателем – это упр-ние его высоковольтными выключателями и возбуждательным устройством (рис.). Двигатель запускается в асинхронном режиме, при этом обмотка возбуждения ОВ подключена на гасящее сопротивление СГ. Пуск производится включением выключателя В-2 через бетонный реактор РБА, в к-ром гасится до 35% от номинального значения напряжения питания, вследствие чего на реакторных шинах РШ создается пониженное пусковое напряжение питания. При достижении двигателем 95% оборотов от номинальных включается контактор М. Через фиксирующийся контакт М-2 в обмотку ОВ подается возбуждение от возбудителя В, а М-1 отключает обмотку ротора от сопротивления СГ. Одновременно включается выключатель В-1, а В-2 отключается, и двигатель продолжает работать с синхронной частотой вращения. Между выключателями В-1 и В-2 предусмотрена блокировка, отключающая один выключатель при включении другого. После вхождения в синхронный режим регулируется возбуждение и устанавливается номинальный ток статора. При остановке двигателя и сбавывании его защит отключается выключатель и гасится поле возбуждения. Возбудитель питается от сети переменного тока 380 В через согласующий трансформатор (на схеме не показан).

Система возбуждения синхронного электродвигателя обеспечивает автоматич. подачу напряжения на возбудитель при достижении подсинхронных оборотов ротора, автоматич. гашение поля ротора при остановке и усиление возбуждения при снижении напряжения на статоре.

Для питания обмотки ротора электродвигателя Э. г. а. используются электромашиное, тиристорное или бесщеточное возбуждательные устройства.

Электромагнитное возбуждательное устройство состоит из генератора постоянно-

го тока, станции упр-ния и разрядного резистора. Оно приводится во вращение от вала электродвигателя (прямое возбуждение) или отд. электродвигателем (косвенное возбуждение).

Тиристорное возбуждательное устройство – статич. тиристорный преобразователь, обеспечивающий подачу и автоматич. регулирование тока в обмотке возбуждения ротора электродвигателя с помощью управляемых полупроводниковых вентилей. Основное его достоинство – отсутствие вращающихся частей: передача тока в обмотку возбуждения осуществляется через щетки и контактные кольца.

Бесщеточное возбуждательное устройство не имеет вращающихся частей и щеток, оно состоит из станции управления и синхронного возбудителя, ротор которого находится на одном валу с электродвигателем и имеет 3-фазную обмотку якоря.

Для регулирования оборотов электродвигателей применяется принцип преобразования частоты питающего напряжения. Синхронный электродвигатель, работающий по этому принципу, наз. *вентильным*, или *комплектным*, электроприводом. Вентильный привод мощностью 25 тыс. кВт применяется для перекачки газа на *магистральных газопроводах* России. Перспективно создание комплектных электроприводов мощностью 6,3 МВт и 12,5 МВт с регулированием частоты вращения.

Мощность, потребляемая электродвигателем P_{Σ} (кВт), рассчитывается по формуле:

$$P_{\Sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \cos \varphi}{\eta_{\text{дв}}}$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение, В; $I_{\text{л}}$ – линейный ток, А; $\cos \varphi$ – коэф. мощности электродвигателя; $\eta_{\text{дв}}$ – кпд электродвигателя.

Э. г. а. эксплуатируются на большинстве газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Из-за сложившихся цен на газ и электроэнергию Э. г. а. в отд. регионах по эксплуатационным расходам уступают газотурбинным установкам.

Необходимость внедрения *электропривода* характеризуется рядом факторов, основные из к-рых: срок эксплуатации электроприводных агрегатов на большинстве объектов намного превысил ресурсный, т. е. они подлежат замене на аналогичные по мощности агрегаты с улучшенными характеристиками; требования экологии (уменьшение или полное исключение вредных выбросов компрессорными станциями в атмосферу); снижение шумов и улучшение условий эксплуатации по сравнению с *газотурбинными газоперекачивающими агрегатами*, особенно на объектах, расположенных вблизи городов, крупных населенных пунктов, лечебных баз и зон отдыха.

Эффективность Э. г. а. при использовании регулируемого электропривода возрастает до 30% (за счет сокращения потребления электроэнергии).

Лит.: Комягин А.Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов, М., 1983. Ю.А. Трейко.

ЭЛЕКТРОРАЗВЭДКА, см. *Электрическая разведка.*

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ объектов газовой промышленности – обеспечение электрооборудования предприятий отрасли электрич. энергией.

В России *транспорт газа* осуществляется из районов с экстремальными климатич. условиями, поэтому необходимы сверхнадежные системы Э.

Первые электростанции собственных нужд (ЭСН) в газовой пром-сти были использованы на газопроводе Саратов – Москва, где на *компрессорных станциях* были установлены электроагрегаты с газовыми двигателями.

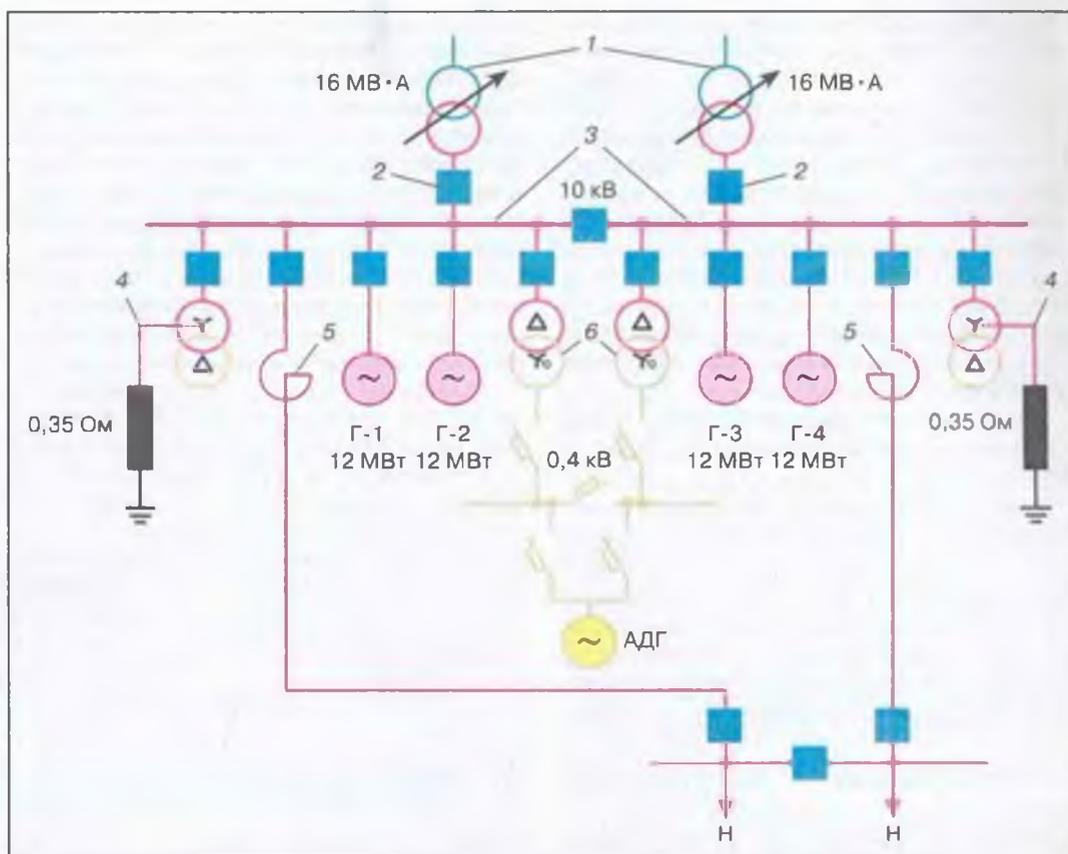
Отраслевая энергетика формировалась по мере развития газовой пром-сти, особенно интенсивно при вводе в б.в. СССР в строй системы *магистральных газопроводов* Ср. Азия – Центр, а также при освоении газовых м-ний Зап. Сибири и при вводе в эксплуатацию систем транспорта газа Зап. Сибирь – Центр.

В качестве осн. концепции построения систем Э. было принято стр-во линий электропередач (ЛЭП) от централизов. источников гос. энергосистем. Там, где такие возможности отсутствовали, строились ЭСН.

Система Э. газодобывающих и газотранспортных комплексов претерпела ряд существ. изменений: от стр-ва ЛЭП от гос. энергосистем до стр-ва ЭСН, отвечающих совр. требованиям, с многократным дробно-резервируемыми системами Э. электроприемников 1-й категории и особой группы. Параллельно шла работа по созданию нормативной базы построения систем.

Осн. концепции, положенные в основу проектирования и стр-ва систем Э.: высокая надежность, энергосберегающая технология (сокращение до минимума потребностей в электроэнергии), требования технологич. процессов добычи и транспорта газа, эксплуатации в экстремальных природно-климатич. условиях при отсутствии надежных внеш. источников или полном их отсутствии.

Это обеспечивается при соблюдении след. условий Э.: электроприемники особой группы (системы жизнеобеспечения, связи, автоматики и т.д.) должны быть нечувствительны к колебаниям напряжения и частоты в системах Э. за счет многократного резервирования источников, применения агрегатов бесперебойного питания и аварийных источников; технологич. оборудование и процессы должны быть устойчивы к колебаниям напряжения и частоты в системе Э. и обеспечивать нормальное восстановление технологич. процессов при исчезновении напряжения до 5 мин (время на пуск резервного источника); ЭСН должна обеспечивать гарантированное Э. в течение года в любых экстремальных ситуациях вне зависимости от их возникновения. На рис. приведена однолинейная схема электростанции со сборными шинами.



Однолинейная главная схема электростанции со сборными шинами генераторного напряжения мощностью 4×12 МВт: 1 – трансформатор; 2 – выключатель; 3 – сборные шины; 4 – трансформатор собственных нужд; 5 – реактор; 6 – трансформатор связи; АДГ – аварийный дизель-генератор; Г-1-Г-4 – генераторы; Н – нагрузка.

Система Э. должна обеспечивать многократное дробное резервирование питания электроприемников в зависимости от их категорий. Электроприемники 1-й категории должны иметь не менее чем 4-кратное резервирование.

Наиболее прогрессивный путь при постоянном удорожании электроэнергии – создание на объектах газовой пром-сти или в непосредств. близости от них ЭСН с единичной мощностью газотурбинных электроагрегатов до 25 МВт, а поршневых – до 2,0 МВт, обеспечивающих Э. пром. объектов и способных, где это возможно, продавать энергосистемам избыточную электроэнергию и тепло, обеспечивая тем самым высокую надежность и высокую экономич. эффективность Э. Это т.н. направление малой энергетики. Для ее реализации разработан мощностной ряд электроагрегатов с поршневым и газотурбинным приводом, использующим в качестве топлива природный газ или дизельное топливо. Особенно перспективно развитие малой энергетики в районах, где имеется возможность использования природного газа – наиболее экологически чистого вида топлива.

Совр. поршневые и газотурбинные электроагрегаты отвечают самым жестким экологич. требованиям к отходящим газам, имеют спец. системы шумоглушения и утилизации тепла. Т.к. пром. объекты газовой отрасли в подавляющем большинстве расположены вдалеке от жилых и пром. центров, то они не могут существенно влиять на ухудшение экологич. обстановки. Самая крупная электростанция с газотурбинным приводом мощ-

ностью 72 МВт расположена в пос. Ямбург Тюменской обл.

В отрасли постоянно ведется работа по реконструкции электротехнич. хоз-ва, особо выделено развитие систем Э. в процессе реконструкции. Предполагается замена аварийных электростанций с дизельными двигателями мощностью 500 кВт на унифицированные электростанции с газовыми дизелями той же мощности и дизельными двигателями мощностью 1000 кВт.

Перспективные базовые и резервные электростанции разрабатываются на базе поршневых дизельных и газовых двигателей мощностью до 1500 кВт, судовых газотурбинных двигателей мощностью 16 МВт и авиационных – мощностью 25 МВт. Мощность электростанций, рекомендованных для объектов ОАО «Газпром», от 0,2 до 25 МВт с кпд до 40% и более.

Необходимая мощность электроагрегатов и электростанций 1-й очереди оценивается в 160–180 МВт в год.

Во 2-ю очередь должны строиться электростанции на объектах для их Э. и Э. сторонних потребителей: на компрессорных станциях магистральных газопроводов Зап. Сибирь – Центр. При проектировании этих компрессорных станций предусматривается стр-во ЭСН для покрытия след. нагрузок: собств. нужды проектируемых станций ок. 7 МВт; нагрузки существующих станций ок. 6 МВт; согласованная с системами выдача мощности до 25 МВт. Прогнозируемая мощность ввода таких электростанций 100–120 МВт в год.

Самыми капиталоемкими проектами являются коммерч. электростанции с комбиниров. выработкой тепла и электроэнергии, создаваемые на акционерной основе, при определении эффективности сооружения к-рых следует учитывать расположение электростанции относительно магистральных газопроводов и ответвлений от них; разницу между тарифами на тепло- и электроэнергию в отд. регионах и стоимостью произ-ва энергии блочной газотурбинной электростанцией; наличие инфраструктур реализации энергии.

Прогнозируемая мощность ввода таких электростанций в период до 2030 – 300–450 МВт в год.

Лит.: Трегубов И. А., Савенко Н. И., Фомин В. П. и др., Руководство по эксплуатации электростанций собственных нужд, М., 1989; Трегубов И. А., Халлыев Н. Х., Электроагрегаты с поршневым и газотурбинным приводом, работающие на природном газе, для электростанций малой энергетики (каталог), М., 1998; Белоусенко И. В., Трегубов И. А., Реконструкция электростанций собственных нужд ОАО «Газпром», М., 2000.

И. А. Трегубов.

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД, см. в ст. *Электроснабжение*.

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ буровых установок – совокупность подсистем, обеспечивающих выработку (при отсутствии централизованного энергоснабжения), распределение, преобразование и использование электроэнергии, упр-ние указанными подсистемами с целью воздействия на технологич. процесс в целом, в т. ч. с использованием адаптивных локальных регуляторов и средств комплексной автоматизации на базе микропроцессорной техники.

Указанные подсистемы охватывают полный набор средств и систем электропривода и автоматизации для всех индивидуальных исполнительных механизмов, входящих в состав буровой установки (БУ), разработанных в соответствии с едиными технич. требованиями и отвечающих заданному критерию оптимальности. Кол-во основных и вспомогательных механизмов объекта и их электрооборуженность определяются его классом и назначением. Нек-рые механизмы являются самостоятельными агрегатами, другие в комплексных задачах следует рассматривать только в виде нек-рой технологич. совокупности. Обычно нормативные документы регламентируют только осн. конструктивные и эксплуатационные параметры комплекса и входящих в него механизмов, остальные определяются при проектировании конкретной установки.

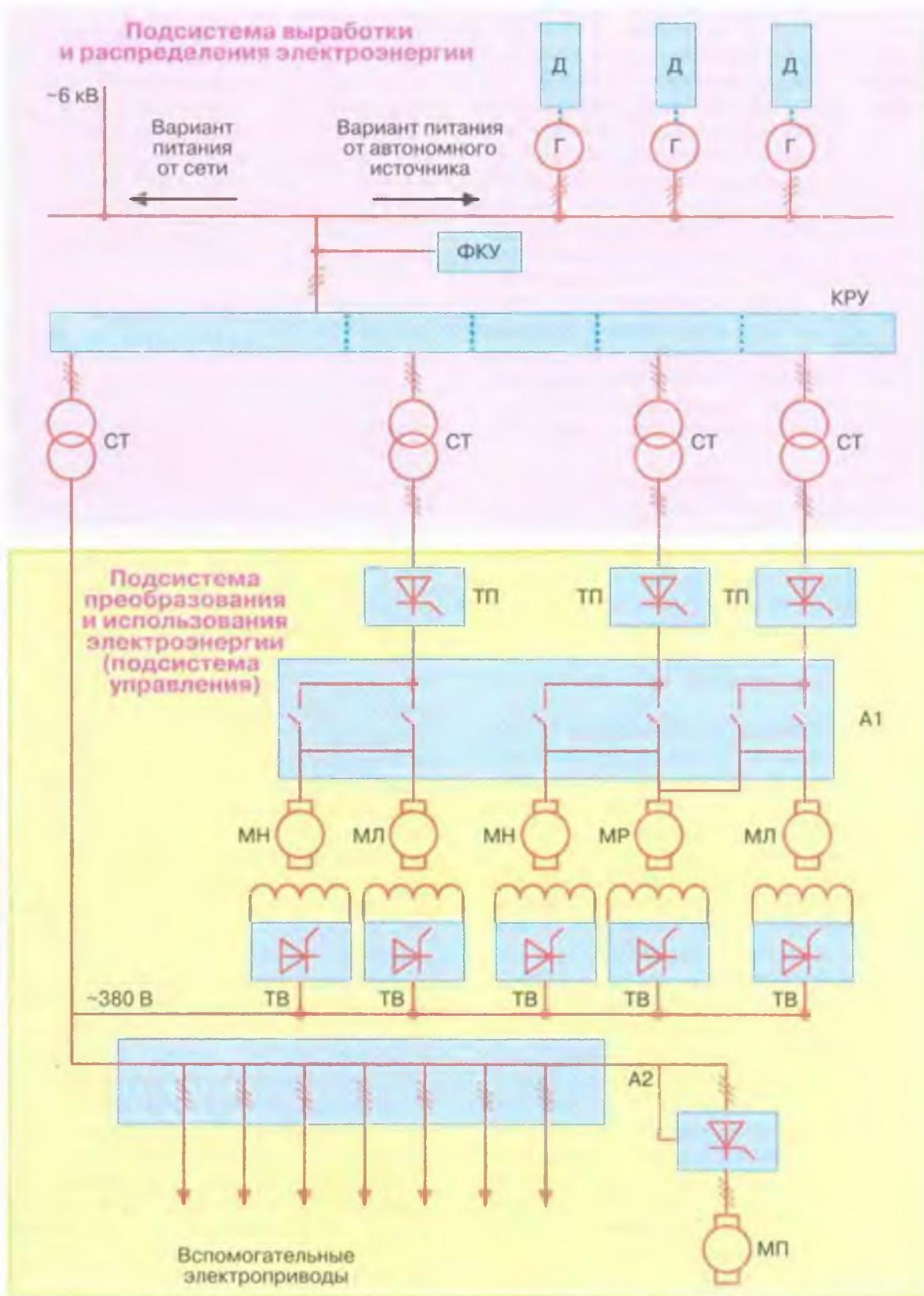
Для БУ теория Э. к. особенно актуальна в силу их авт. характера, благодаря чему рациональное сочетание всех систем, входящих в комплекс, оказывает решающее влияние на конструкцию механизма в целом и его эксплуатационные показатели. Кроме того, БУ работают в нестационарных режимах с резкопеременными нагрузками (широкий диапазон темп-р окружающего воздуха, наличие вибрации и тряски, питание от относи-

тельно слабых электрич. сетей при соизмеримости мощности источника электроэнергии с мощностью электропривода и др.).

К тяжелым условиям эксплуатации относятся также повышенные психофизиологич. нагрузки операторов, управляющих технологич. процессами; повышенная опасность нештатных и аварийных ситуаций; значительный экономич. ущерб при авариях; удаленность от баз обслуживания и др. Совокупность перечисленных факторов существенно расширяет номенклатуру показателей, имеющих

принципиальное значение для учета в ходе проектирования.

Несмотря на многообразие структурных схем БУ, predeterminedное широким спектром требований к глубинам бурения (только по этому параметру 11 классов), назначению и условиям эксплуатации, их число может быть ограничено типовыми структурами Э. к., применение к-рых на установках разл. исполнений сводится в осн. к количеств. изменению параметров используемого электрооборудования.



Типовая схема электротехнического комплекса буровой установки с электроприводами постоянного тока исполнительных механизмов: Д – дизель; Г – генератор переменного тока; ФКУ – фидернокомпенсирующее устройство; КРУ – комплектное распределительное устройство высокого напряжения; СТ – силовые понижающие трансформаторы; ТП – силовые тиристорные преобразователи; МЛ, МН, МР, МП – электродвигатели соответственно буровой лебедки, бурового насоса, ротора и регулятора подачи долота; ТВ – тиристорные возбудители; А1 – комплектное устройство с силовыми переключателями постоянного тока; А2 – шкаф управления электроприводами вспомогательных механизмов.

Наибольшее распространение на БУ всех классов (с централизованным и с авт. электроснабжением) получила типовая структура электропривода постоянного тока для гл. механизмов на базе системы «тиристорный преобразователь – электродвигатель постоянного тока» (ТП-Д). БУ питается от сетей энергосистемы или группы дизель-генераторов переменного тока, число к-рых определяется одновременно потребляемой мощностью исполнительных механизмов. При схеме авт. электроснабжения высокого напряжения, как и при питании от энергосистемы, между общими шинами и преобразователем устанавливается соответствующий понижающий трансформатор. Поэтому с т. зр. построения структуры уровень первичного напряжения не имеет принципиального значения.

Мощность дизель-генераторов (рис.) суммируется на общих шинах распределительного устройства (КРУ). Здесь же установлены выключатели для подсоединения тиристорных преобразователей гл. электроприводов и вспомогательных электропотребителей. Комплектное устройство с силовыми переключателями обеспечивает разл. рабочие варианты схемы подключения гл. электропотребителей к тиристорным преобразователям и наличие резервного тиристорного источника питания для каждого электродвигателя гл. электроприводов.

Система ТП-Д была впервые применена в 1975 на отечеств. морских БУ. Затем тиристорный привод начали использовать на тяжелых БУ, однако при этом возникли трудности, связанные с тяжелыми условиями эксплуатации. Во ВНИИэлектроприводе была реализована концепция контейнерного исполнения комплекта тиристорных устройств. С 1995 практически все БУ с электроприводом оснащаются системой ТП-Д. Одновременно повысилась до 70% доля установок с электроприводом в общем парке БУ (остальные установки имеют чисто дизельный привод).

На большинстве отечеств. БУ применяется напряжение общих шин 380, на более мощных – 660 В. От тех же общих шин (непосредственно или через согласующий трансформатор) питаются все вспомогательные потребители. На каждой БУ, независимо от осн. источника питания гл. электроприводов, имеется аварийный дизель-генератор относительно небольшой мощности.

На дизель-электрич. БУ питание на общие шины подается от двух или трех гл. дизель-электростанций при параллельной работе, чем обеспечивается полная унификация электроприводов и бурового оборудования для электрич. и дизель-электрич. БУ. Эта унификация имеет существ. преимущества как для произ-ва, так и для эксплуатации БУ.

Для всех гл. механизмов обычно используются унифициров. электродвигатели постоянного тока мощностью 560, 750 и 1000 кВт, выбор к-рых произведен на основе технико-экономич. анализа. Повышение напряжения позволило по-

высить мощность гл. электроприводов с сохранением и даже нек-рым уменьшением габаритов и массы комплектных устройств, а также кол-ва и массы кабелей. Для упр-ния используются стандартные аналоговые системы подчиненного регулирования. Применяется обычно двухконтурная система с регуляторами тока и скорости. В случае двухзонного регулирования скорости двигателя вводятся дополнительные устройства упр-ния током возбуждения.

Началом нового типа в развитии систем упр-ния отечеств. электропривода буровых механизмов стало пром. внедрение тиристорных электроприводов с прямым цифровым упр-нием и локальной сетью упр-ния (2002). Цифровые системы упр-ния имеют ряд преимуществ.

Позволяют обеспечивать любые изменения алгоритмов в процессе создания электроприводов и во время эксплуатации при неизменной структуре аппаратной части.

Значительно сокращают кол-во контрольных кабелей упр-ния, что приводит к сокращению монтажа и создает большие возможности для повышения надежности. Т.к. в цифровых системах упр-ния дискретные (цифровые) сигналы обрабатываются микропроцессорами, то отдельные из них, управляющие локальными объектами, могут быть соединены между собой посредством общей линии связи, по к-рой они обмениваются информацией. Процедура обмена информацией регламентируется особыми протоколами обмена. Линия связи такой локальной сети упр-ния представляет собой один контрольный кабель с двумя проводами.

Обеспечивают высокую степень готовности к вводу в эксплуатацию, упрощение наладочных работ, поскольку настройки характеристик электроприводов выполняются программным путем.

Значительно повышают надежность системы упр-ния за счет сокращения релейно-контакторной и электронной аппаратуры, наличия более надежных элементов, меньшего числа связей, развитой системы защит и блокировок.

Цифровые системы упр-ния позволяют получить расширенную информацию о работе электроприводов и возможность быстрого поиска и локализации неисправностей, а также запомнить режимы, предшествующие возможным авариям. Это позволяет в дальнейшем реализовать систему визуального контроля за работой гл. электроприводов и механизмов на мониторе компьютера, представляющего верх. уровень развитой системы диагностирования и предупреждения аварийных ситуаций.

В процессе эксплуатации возможно относительно просто наращивать количество устройств, включенных в локальную сеть.

Однолинейные схемы электроснабжения БУ с цифровыми приводами постоянного тока не отличаются от схем подобных установок с аналоговым приводом и сохраняют универсальность с т. зр. воз-

можности питания от централизов. сетей электроснабжения и от дизель-электрич. станций.

В результате достижений в области совр. силовой электротехники и микропроцессорных систем упр-ния интенсивное развитие получил частотно-управляемый электропривод переменного тока, обладающий рядом преимуществ перед приводом постоянного тока: простота технологии изготовления машин переменного тока (асинхронных и вентильно-индукторных), меньшая их материалоемкость, более дешевая эксплуатация, экономичность.

Частотно-регулируемые электроприводы нашли применение в нефтегазовой пром-сти, в отд. механизмах БУ (силовых, *вертлюгах*, роторах, *буровых лебедках*).

При проектировании Э.к. на смену эмпирич. подходу к выбору технич. решений приходят разработка и реализация регламентиров. методов проектирования на основе представления об осн. эксплуатационных свойствах Э.к. и показателях, позволяющих дать им количеств. и качеств. оценки.

Выбор вида и осн. параметров Э.к. и систем электропривода объекта, а также конструктивных и схемно-технич. решений представляет собой комплексную задачу с использованием методов оптимального проектирования (сопоставление технически возможных альтернативных вариантов с учетом особенностей технологич. процесса). Важнейшим исходным положением методики оптимального проектирования является выбор интегрального критерия оптимальности и номенклатуры показателей, характеризующих этот критерий. Предлагается номенклатуру показателей, учитываемых при оптимальном проектировании Э.к., выбирать на основе номенклатуры показателей для оценки качества, а саму оптимизацию технич. решений строить на основе прогнозирования качества. Целесообразно осуществлять оптимальное проектирование в два этапа, пользуясь на первом этапе экспертной оценкой осн. альтернатив, к-рые на втором этапе могут быть заложены в сценарий проведения расчетов инвестиционного проекта. При этом на втором этапе во многих случаях удастся использовать накопленные на первом этапе данные. В дальнейшем возможна интеграция этих этапов в единой экономико-математич. модели в виде пакета компьютерных программ.

Лит.: Моцохейн Б. И., Электротехнические комплексы буровых установок, М., 1991; Моцохейн Б. И., Парфёнов Б. М., Шпилевой В. А., Электропривод, электрооборудование и электроснабжение буровых установок, Тюмень, 1999; Абрамов Б. И., Коган А. И., Моцохейн Б. И. и др. Современные концепции построения систем автоматизированного электропривода для электротехнических комплексов горных машин и буровых установок, «Электротехника», 2002, № 3. Б. И. Моцохейн, Б. М. Парфёнов.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА подземных сооружений – метод защиты от электрохимич. коррозии, сущность

Таблица 1. Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляризационный	с омической составляющей
Грунты с уд. электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м; содержание водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта; темп-ра транспортируемого продукта не более 293 К	-0,85	-0,90
Грунты с уд. электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м; содержание водорастворимых солей св. 1 г на 1 кг грунта; опасное влияние блуждающих токов пром. частоты (50 Гц) и постоянных токов; возможная микробиологич. коррозия; темп-ра транспортируемого продукта св. 293 К	-0,95	-1,05

Примечание. Для трубопровода, темп-ра транспортируемого продукта к-рого не более 278 К, миним. поляризационный защитный потенциал равен -0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения; миним. защитный потенциал с омич. составляющей при темп-ре транспортируемого продукта от 323 до 343 К равен -1,10 В; от 343 до 373 К равен -1,15 В; для грунтов с высоким уд. сопротивлением (более 100 Ом·м) значения миним. потенциала с омич. составляющей должны быть определены экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормативной документацией.

к-рого заключается в эффекте замедления коррозии сооружения под действием катодной поляризации при смещении потенциала металла в отрицательную область под действием постоянного тока, проходящего через границу раздела «сооружение – окружающая среда». По способу осуществления Э.з. различают катодную защиту, протекторную защиту и дренажную защиту.

При катодной защите металлич. сооружение (газопровод, оболочка кабеля, резервуар, обсадная колонна скважины и т. д.) подключено к отрицательному полюсу источника постоянного тока. При этом положительный полюс источника присоединен к анодному заземлению, обеспечивающему ввод тока в грунт.

При протекторной защите защищаемое сооружение электрически соединено с металлом, находящимся в той же среде, но имеющим более отрицательный потенциал.

При дренажной защите защищаемое сооружение, находящееся в зоне действия блуждающих постоянных токов, подключается к источнику блуждающих токов и предотвращает стекание этих токов с сооружения в грунт. Блуждающими токами наз. токи утечки с рельсовых путей электрифицированных на постоянном токе железных дорог, трамвайных путей или других источников, использующих землю в качестве обратного провода.

Степень замедления коррозии зависит от величины смещения потенциала. Необходимая степень защищенности достигается, когда скорость коррозии снижается до значения, обеспечивающего приемлемый для практики период эксплуатации сооружения.

Осн. критерии Э.з. магистральных трубопроводов приведены в табл. 1.

Поляризационные потенциалы точнее определяют степень защищенности трубопроводов и их величины наиболее важ-

но поддерживать на участках трубопроводов высокой и повыш. коррозионной опасности.

При осуществлении Э.з. трубопровода на участках, поврежденных коррозией (более 10% от толщины стенки), миним. защитные потенциалы должны быть на 0,05 В отрицательнее значений, указанных в табл. 1.

Э.з. может усиливать отслаивание битумных и пленочных покрытий за счет электроосмоса и подщелачивания приэлектродного слоя электролита. Для полиэтиленовых покрытий заводского нанесения эти процессы, как правило, ограничиваются зонами сквозных повреждений и микронесплошностей покрытия.

При высоко отрицательных потенциалах возможно выделение водорода и локальное охрупчивание стальной стенки трубы в открытых дефектах изоляции. Для повышения эксплуатационной надеж-

ности магистральных трубопроводов введено ограничение верхнего (по модулю) предела защитного потенциала (табл. 2).

Э.з. подземных сооружений относится к активным методам защиты, позволяющим управлять скоростью коррозии сооружений в пром. масштабе, и обязательна к применению на магистральных газопроводах. Обеспечение их непрерывной защищенности по протяженности и во времени – осн. требование Э.з., реализуемое на этапах проектирования, стр-ва и эксплуатации систем Э.з.

Э.з. трубопроводов проектируют с определением на начальный и конечный (не менее 10 лет) периоды эксплуатации силы защитного тока установок катодной защиты (УКЗ), напряжения на выходе катодных станций, силы дренажного тока установок дренажной защиты (УДЗ) и переходного сопротивления анодных заземлений и протекторов.

Контроль качества стр-ва средств Э.з. – один из важнейших этапов, обеспечивающих надежность и долговечность работы оборудования. Входному контролю подлежат преобразователи для катодной защиты, поляризованные дренажи, протекторы, анодные заземлители, элементы коррозионного мониторинга, устройства дистанционного контроля и др. оборудование и материалы.

Промежуточной приемке с составлением актов на скрытые работы подлежит качество монтажа анодных и защитных заземлений, протекторных установок, электрич. перемычек и кабелей, прокладываемых в земле, датчиков потенциала и коррозии, элементов контрольно-измерительных и контрольно-диагностич. пунктов.

УКЗ и УДЗ принимаются в эксплуатацию после 72 ч непрерывной работы в макс. режиме. Система Э.з. участка принимается в эксплуатацию при условии, когда: миним. разность потенциалов труба – земля на протяжении всего участка не ниже проектной величины; запас мощности преобразователей катодной и дре-

Таблица 2. Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляризационный	с омической составляющей
Подземная прокладка в грунтах с уд. электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м; подземная и подводная прокладка с темп-рой транспортируемого продукта выше 333 К	-1,10	-1,50
При других условиях для трубопроводов:	с битумной изоляцией	-2,50
	с полимерной изоляцией	-3,50

Примечание. Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности $\geq 0,6$ МПа не допускаются поляризационные потенциалы $< -1,10$ В. В грунтах с высоким уд. электрическим сопротивлением (св. 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омич. составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормативной документацией.

нажной защиты составляет не менее 35%; вредное влияние системы защиты на др. сооружения отсутствует.

Для устранения вредного влияния катодной поляризации защищаемого сооружения на смежные коммуникации предусматривают совместную либо раздельную Э.з. Система совместной Э.з. включает УКЗ и/или УДЗ, электрич. переключки, регулировочные резисторы и вентили, согласованная работа к-рых обеспечивает исключение вредного влияния на соседние сооружения. При осуществлении раздельной Э.з. нескольких трубопроводов или отд. участков одного трубопровода вредное влияние исключается путем изменения месторасположения точек дренажа УКЗ и УДЗ, анодных заземлений и их конструкции, установки электрич. переключек, изолирующих соединений или иных мер.

В процессе эксплуатации осуществляют контроль эффективности Э.з. Перерыв в действии каждой установки Э.з. допускается не более одного раза в квартал на суммарный срок не более 10 сут в год.

Проверку работы установок Э.з. выполняют: 2 раза в год – на установках, обеспеченных дистанционным контролем, и на установках протекторной защиты; 2 раза в месяц – на установках, не обеспеченных дистанционным контролем; 4 раза в месяц – на установках, не обеспеченных дистанционным контролем в зонах блуждающих токов.

При контроле установок Э.з.: измеряют силу тока и напряжение на выходе преобразователей катодной защиты; снимают показания прибора оценки суммарного времени работы преобразователя под нагрузкой в заданном режиме и/или счетчика электроэнергии; определяют среднечасовую силу тока дренажа и защитных потенциалов в точке дренажа в период миним. и макс. нагрузок источника блуждающих токов; измеряют силу тока дренажной и протекторной установок и защитные потенциалы в точках дренажа установок дренажной, катодной и протекторной защиты; на участках высокой и повыш. коррозионной опасности предусматривают оценку скорости коррозии трубопровода по показаниям индикаторов коррозии.

Контроль защищенности по протяженности выполняют измерением разности потенциалов труба – земля в контрольно-измерительных пунктах (КИП) высокоомным вольтметром, входное сопротивление к-рого не ниже 10 МОм. В низкоомных грунтах могут быть использованы вольтметры с меньшим внутр. сопротивлением, но не ниже 20 кОм на 1В. В качестве электрода сравнения используются неполяризующиеся медно-сульфатные электроды, к-рые устанавливаются в фиксированной на местности точке на миним. расстоянии от оси газопровода.

Для измерения разности потенциалов труба – земля между КИПами применяется метод т.н. выносного электрода: один конец измерительного провода длиной 500–1000 м подсоединяется к кон-

трольному выводу от трубы в КИПе, а другой – к измерительному прибору. Передвигаясь вдоль трубы и переставляя электрод сравнения с заданным шагом не более 10 м, регистрируется разность потенциалов.

Разность потенциалов труба – земля, измеряемая относительно медно-сульфатного электрода сравнения, установленного на поверхности земли, включает в себя омическую составляющую, к-рая вносит систематич. погрешность при определении реальной защищенности сооружений. Для уменьшения этой погрешности используются компенсационные, релаксационные и экстраполяционные методы измерения. Наибольшее распространение получили релаксационные методы, при к-рых измерение потенциала выполняется после отключения тока катодной защиты. При этом омическая составляющая потенциала исчезает во времени существенно быстрее, чем поляризационная.

На практике используются два способа измерения потенциала без омической составляющей – отключение тока защиты сооружения с измерением потенциала сооружения через 0,2–0,5 с после отключения преобразователя катодной защиты и отключение тока поляризации вспомогательного стального электрода, подключенного к сооружению и имитирующего сквозное повреждение в изоляционном покрытии с измерением его потенциала.

При измерениях поляризационного потенциала на трубопроводах по второму способу спец. КИПы устанавливаются в точках дренажа, в зонах миним. защитных потенциалов и в др. местах (по требованиям нормативной документации). Схема контрольно-измерительного пункта для измерения поляризационного потенциала трубопровода приведена на рис.

Начиная с 1970-х гг. в практике проведения обследований подземных газопроводов начали применяться т.н. интенсивные методы, с развитием электронно-вычислительной техники получившие широкое распространение для газопроводов с хорошим качеством изоляции. Суть интенсивных измерений сводится к регистрации с шагом 5–10 м потенциалов включения, отключения и градиентов потенциала при синхронном отключении УКЗ, влияющих на защиту обследуемого участка газопровода. В результате обследования выявляют сквозные дефекты защитного покрытия газопровода и определяют потенциалы без омической составляющей в этих дефектах. Применение технологии интенсивных измерений на газопроводах с низким качеством изоляции мало эффективно.

Защищенность трубопроводов оценивают по протяженности и во времени. Защищенность по протяженности – отношение длин участков, имеющих защитные потенциалы не менее требуемых значений, к общей длине данного трубопровода. Защищенность по времени – отношение суммарного времени работы в установленном режиме

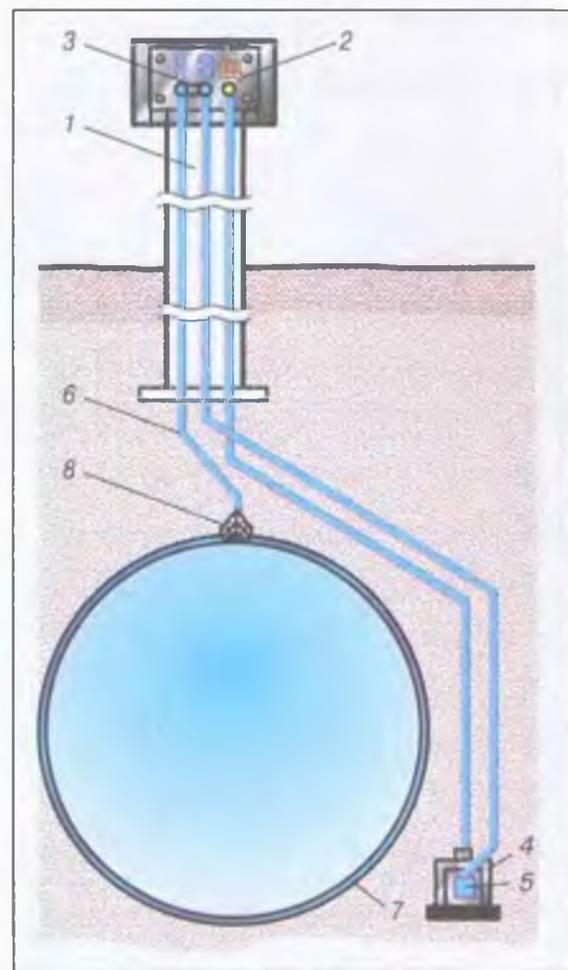


Схема контрольно-измерительного пункта для измерения поляризационного потенциала трубопровода: 1 – контрольно-измерительная панель; 2 – электромонтажная панель; 3 – переключатель; 4, 5 – вывод соответственно от измерительного и вспомогательного электродов; 6 – вывод от трубы; 7 – труба; 8 – контактный узел.

всех средств защиты к длительности контролируемого периода, умноженного на кол-во средств защиты данного участка. При этом выделяются участки, имеющие запредельные значения – ниже миним. и выше макс. защитных потенциалов.

На участках УКЗ, простой к-рых превышает 10 сут в год, проводится анализ отказов элементов Э.з. и при необходимости выполняется комплексное противокоррозионное обследование газопровода. По результатам обследования в шурфах выполняется оценка и составляется прогноз его коррозионного состояния.

Повышенные требования Э.з. предъявляются к участкам трубопроводов высокой коррозионной опасности. В системах Э.з. многоиточных трубопроводов предусматривают 100%-ное резервирование цепей преобразования и нагрузки с обеспечением автоматич. перевода на резервные элементы при отказе основных; используют средства Э.з. повышенной надежности (не менее 30 тыс. ч парботки на отказ); системы Э.з. оборудуют дистанционным контролем величины тока защиты, напряжения на выходе катодных станций и параметров коррозионного мониторинга.

Лит.: Защита металлических сооружений от подземной коррозии, М., 1981; Бекман В., Швенк В., Катодная защита от коррозии, М., 1984; Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов, М., 2002.
Н. А. Петров.

ЭМИГРАЦИЯ газа и нефти, см. в ст. *Миграция*.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ на газомоторном топливе – установки, в к-рых полезную энергию получают в спец. машине, приводимой в движение газовым поршневым двигателем. Осн. элементами Э.у. являются: двигатель внутр. сгорания, генератор, компрессор, насосы и т. п.

Силовые установки с *газовыми двигателями* используются в автомоб., речном, ж.-д. транспорте, на автоматич. газонаполнительных станциях для сжатия газового топлива и на *компрессорных станциях*, на буровых установках, для привода электрогенераторов, на городских и пром. электростанциях, в электроснабжении средств связи и *катодной защиты* трубопроводов. В зависимости от комплектации различают несколько видов Э.у.

Мотор-генераторные Э.у. состоят из газового двигателя и электрогенератора, смонтированных на общей раме или фундаменте и укомплектованных системой упр-ния, автоматикой и вспомогательным оборудованием. Они используются в качестве источников электроэнергии для питания силовых и осветительных нагрузок переменным или постоянным током. Для работы на газовом топливе применяются в осн. стационарные электроагрегаты. Газовый двигатель соединяется с генератором посредством соединительной муфты с жестким (в агрегатах с умеренной частотой вращения при установке на жестких основаниях и массивных фундаментах) или эластичным креплением в среднеоборотных и быстроходных агрегатах при установке на рамах легких конструкций. Стабильность напряжения и частота тока определяются степенью неравномерности вращения вала. На номинальном режиме работы агрегата она допускается для мотор-генераторов постоянного тока 1/100–1/150 и переменного тока 1/150–1/200; для мотор-генераторов переменного тока 1/250–1/300. В качестве приводов электрогенераторов на городских электростанциях применяют преим. газовые дизели, мощность к-рых достигает 15–17 тыс. кВт.

Мотор-компрессорные Э.у. состоят из газового двигателя и компрессорного агрегата, соединенных муфтой, частота вращения к-рых обычно одинакова. В случае несовпадения частот вращения применяют встроенные редукторы или текстронные передачи.

Мотокомпрессорные Э.у. представляют собой сочетание газового двигателя и поршневого компрессора с общим коленчатым валом. Наибольшее распространение они получили в нефтяной и газовой пром-сти при сборе попутного нефтяного газа, газлифтной эксплуатации нефтяных скважин, закачке газа в подземные хранилища, транспортировке газа по магистральным и местным газопроводам, в холодильных установках газо- и нефтепромыслов. Срок службы крупных Э.у. до 1-й переборки достигает 15 тыс. ч, до капитального ремонта – 100 тыс. ч. Кроме целенаправ-

ленного проектирования и создания мотокомпрессорных установок, возможно их переоборудование из газовых двигателей за счет перевода части цилиндров в компрессорный режим работы.

Свободно-поршневые газовые двигатели – Э.у., в к-рых в единую конструкцию совмещены газовый двигатель и приводимый им в движение свободно-поршневой компрессор. Отсутствие кривошипно-шатунного механизма позволяет получить миним. весогабаритные характеристики. К. Ю. Чуриков.

ЭТАЖ ГАЗОНОСНОСТИ – расстояние по вертикали от высш. точки газовой залежи до *газоводяного контакта* (ГВК), а в газонефтяных залежах до *газонефтяного контакта*. В случае массивной многопластовой газовой залежи с гидродинамич. связью продуктивных пластов Э.г. – расстояние от высшей точки верх. залежи до ГВК нижней. В процессе эксплуатации газовой залежи при наличии *водонапорного режима* после отбора 20–50% запасов газа Э.г. может уменьшиться. Это связано с поступлением в газовую залежь подошвенной воды, что приводит к уменьшению объема пласта, занятого газом, и соответственно Э.г. При эксплуатации газонефтяных залежей в процессе первоначального отбора нефти Э.г. может увеличиваться. Это происходит за счет энергии расширяющегося газа при снижении давления в нефтяной части газонефтяной залежи и отсутствии продвижения подошвенных вод.

Границы Э.г. определяют в осн. по данным электрич., термометрич. и радиоактивного каротажей. Изменение положения Э.г. в процессе эксплуатации м-ния фиксируется нейтронным каротажом в остановленной газовой скважине, забой к-рой находится ниже положения контакта, и др. способами в зависимости от геологич. и термодинамич. условий залежи.

ЭТАНСОДЕРЖАЩИЙ ГАЗ – природный газ с концентрацией этана 3% и более, являющийся кондиционным для переработки на *газохимических комплексах*. Концентрация в 3% является минимально рентабельной при совр. технологич. уров-

не извлечения этана из газа. При кондиционном содержании этана необходимо определять запасы этана, пропана, бутанов, основанные на изучении состава газа в пластовых условиях. Природные газы, содержащие 3% и более этана, определяются как этансодержащие, менее 3% – как метановые. Для последних характерно содержание метана 90–100%, тяжелых углеводородов до 3%, при сумме тяжелых углеводородов до 10%. Выделяемые внутри этансодержащей смеси этан-пропановые газы характеризуются содержанием гомологов 10–30%, в т.ч. этана 6–9%. Пропан-бутановые газы содержат св. 30% тяжелых углеводородов, в т.ч. этана св. 9%.

Разнообразие составов Э.г. определяется сочетанием в осн. двух факторов: соотношением гумусового и сапропелевого органич. вещества в отложениях, генерировавших эти газы, и степенью его преобразования. Статистически установлено, что содержание гомологов метана возрастает от газовых залежей к газам *газовых шапок* и газоконденсатным. Газы с относительно повышенным содержанием гомологов метана характерны для палеозойских комплексов, но встречаются также в отложениях юры и ниж. мела. На небольших глубинах и в молодых литолого-стратиграфич. комплексах газы преим. метановые. Эти закономерности необходимо учитывать при прогнозировании концентрации этана, пропана и бутанов и выделении участков для оценки их ресурсов.

Оценка ресурсов углеводородных компонентов природного газа по оцениваемой территории основывается на осредненных составах и запасах газов в пределах м-ний, зон газонакопления, интервалов глубин, а также в пределах газоносных комплексов и тектонич. элементов. Ресурсы газа в пределах оцениваемых территорий умножаются на потенциальное содержание компонента. Потенциальное содержание этана, пропана, бутанов определяется умножением доли каждого из них в пластовом газе соответственно на коэффициенты 12,5; 18,3; 24,2 (табл.).

Таблица. Основные физические характеристики природных газов

Компоненты	Молекулярная масса	Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Критическое давление, МПа	Критическая темп-ра, К	Козф. пересчета
Метан	16,042	0,667	4,63	190,8	6,7
Этан	30,068	1,251	4,87	306,3	12,5
Пропан	44,094	1,834	4,25	369,9	18,3
Бутан	58,120	2,418	3,65	425,2	24,2
Пентан	72,151	3,001	3,44	469,7	30,0
Гексан	86,178	3,585	3,09	507,4	35,8
Углекислый газ	44,011	1,831	7,38	304,2	18,3
Сероводород	34,082	1,431	9,01	373,6	14,3
Азот	28,016	1,165	3,34	126,2	11,7

Указанные коэффициенты определялись по формуле для стандартных условий: $K = 10 M / 24,04$, где K – коэф. подсчета массы компонентов, в $г/м^3$; M – мол. масса компонента, $г/м^3$; $24,04$ – объем 1 кмоль газа.

Прогнозные ресурсы углеводородных компонентов определяются по формулам:

$$Q_k = Q_r \cdot g_{ср} \cdot 12,5 \cdot 10^3 \text{ (для этана);}$$

$$Q_k = Q_r \cdot g_{ср} \cdot 18,3 \cdot 10^3 \text{ (для пропана);}$$

$$Q_k = Q_r \cdot g_{ср} \cdot 24,2 \cdot 10^3 \text{ (для бутанов),}$$

где Q_k – прогнозная оценка компонента, тыс. т; Q_r – прогнозная оценка этансодержащего свободного газа или газа, растворенного в нефти, в пределах подсчетного участка, млрд. $м^3$; $g_{ср}$ – среднее объемное или мольное содержание компонентов в газе.

Наряду со статич. методами подсчета ресурсов полезных компонентов, используют графич. метод с построением карт плотностей начальных суммарных ресурсов газа и зональности к.-л. компонента. Оценка ресурсов в пределах расчетных участков проводится путем совмещения карты зональности распределения отд. компонентов и карты плотностей потенциальных ресурсов. Ресурсы компонентов определяются по формуле:

$$Q_k = F_1 P_1 g_1,$$

где Q_k – прогнозная оценка полезного компонента, млн. $м^3$; F_1 – площадь расчетного участка, $км^2$; P_1 – ср. плотность ресурсов газа данного участка, млн. $м^3/км^2$; g_1 – ср. содержание полезного компонента, %.

Ресурсы полезного компонента природного газа территорий с разл. плотностью ресурсов и разл. его содержанием на отд. участках определяются суммой ресурсов отд. участков.

Подсчет ресурсов углеводородных компонентов, проведенный по отд. районам двумя способами, показал достаточное совпадение результатов с отклонением не более 10–15%, что свидетельствует о возможности применения того или другого способа в зависимости от изученности территории, представительности фактич. материала и достоверности построения карты потенциальных ресурсов газа.

Для хорошо изученных территорий наиболее применим способ осредненных значений, поскольку большое кол-во разведанных м-ний позволяет детально охарактеризовать состав газов осн. тектонич. зон, нефтегазоносных комплексов и интервалов глубин. Для определения границ распространения кондиционных Э. г. в этих районах строят карты газовой зональности с целью исключения из подсчетов территорий, где газ содержит менее 3% этана.

Лит.: Старосельский В. И., Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. М., 1990.

В. И. Старосельский.

ЭФФЕКТИВНОЕ ДАВЛЕНИЕ, см. в ст. Горное давление.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ на газ и нефть – соотношение результатов этапов и стадий геолого-разведочных работ (ГРР) с материальными и денежными затратами. Оценивается комплексом показателей для субъекта РФ, добывающего предприятия или нефтегеологич. элемента.

Различают: качественную геологич. и количественную геологич. Э. г.-р. р. Качеств. геологич. эффективность выражается в получении новой информации по строению и нефтегазоносности недр. Количеств. геологич. Э. г.-р. р. оценивается объемом продукции на единицу затрат (напр., прирост запасов на 1 скважину), обратной величиной – затратами на единицу продукции. Кроме того, при оценке эффективности используются соотношения результатов смежных стадий Э. г.-р. р.

При оценке эффективности поисковых работ наиболее часто используются: протяженность сеймопрофилей (или объем структурного бурения) и денежные затраты на подготовленную геологич. структуру или единицу ее площади; подтверждаемость подготовленных структур бурением; коэф. успешности открытия м-ний (отношение числа открытых м-ний к числу опозискованных площадей); соотношение кол-ва подготовленных и введенных в данный год поисковых объектов; ср. число поисковых скважин на опозискованной перспективной структуре или открытом м-нии с учетом скважин на пустых структурах.

При оценке эффективности разведочных и геолого-разведочных работ в целом осн. показателем является

удельный прирост запасов категорий $A + B + C_1$ на 1 м проходки поисково-разведочного бурения или на 1 скважину, а дополнительным – прирост запасов на 1 руб. затрат. Анализ динамики показателей Э. г.-р. р. и межрайонные сопоставления проводятся с использованием зависимости этих показателей от календарного времени, разведанности ресурсов или накопленного объема поисково-разведочного бурения. Наиболее универсальный показатель – степень разведанности ресурсов. Целесообразны проведение анализа динамики Э. г.-р. р. и межрайонные сопоставления на базе ср. показателей за 5 лет. На Э. г.-р. р. позитивно влияют уточнение геологич. представлений (модели строения) района, оптимизация методики Э. г.-р. р., негативно – усложнение условий поиска и разведки, особенно при разведанности начальных суммарных ресурсов (НСР) св. 15–20%, проявляющееся в уменьшении крупности подготовленных структур и открываемых м-ний, снижении успешности открытия м-ний, рост глубин и др. показатели. Это приводит к снижению объема продукции на единицу затрат и соответственно росту затрат на единицу продукции. Научно-технич. прогресс способствует повышению Э. г.-р. р.: наблюдается рост подтверждаемости однотипных структур, подготовленных сейсморазведкой, снижается ср. число скважин при опозисковании подготовленных структур. Детализационная сейсморазведка на открытых м-ниях позволяет сокращать число разведочных скважин, а в дальнейшем и эксплуатационных. Значительное положительное влияние на Э. г.-р. р. оказывает повышение уровня науч. обоснования направлений Э. г.-р. р. и оптимизация распределения средств на Э. г.-р. р. Все это, включая повышение уровня организации Э. г.-р. р., сдерживает темп естеств. снижения эффективности, а иногда приводит к временному их повышению в условиях высокой разведанности НСР. Более сложно влияние научно-технич. прогресса проявляется в изменениях прироста запасов на 1 руб. затрат. Внедрение новой техники и методики способствует сдерживанию роста себестоимости подготовки запасов углеводородов. Сопоставление во времени денежных показателей Э. г.-р. р. проводится с учетом инфляции. Ю. И. Батурич.

Ю

ЮБИЛЕЙНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – уникальное по запасам свободного газа, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 70 км к З. от г. Новый Уренгой. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1969. Разрабатывается с 1992 (газовая залежь).

М-ние находится в пределах Тапловского мегавала *Западно-Сибирской плиты*. По кровле сеноманских отложений верх. мела с С. на Ю. прослеживаются Юбилейное (28×17 км, амплитуда 140 м) и Южно-Юбилейное (10×5 км) поднятия, соединяющиеся между собой узкой седловиной в куполовидное поднятие с толщинной продуктивного пласта ок. 10 м. Сеноманский продуктивный горизонт залегает на глуб. 1026–1168 м, имеет газонасыщенную толщину 29,14 м, пористость 32%, газонасыщенность 0,64, начальное пластовое давление 11,2 МПа. Газ метановый (98,5–98,8%). Залежь пластово-массивная, водоплавающая. В интервале глубин 1606–3615 м выявлены небольшие по размерам и запасам залежи нефти в пластах Ю₂ (ср. юра) и БУ₈ (валажин ниж. мела), газового конденсата в пластах БУ₈ и АУ₁₁ (готерив ниж. мела), газа АУ₁, БУ₈ (апт ниж. мела).

На нач. 2002 запасы газа категорий А+В+С₁ составили 374,1 млрд. м³, категории С₂ – 7,8 млрд. м³, накопленная добыча – 106,9 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

«ЮГТРАНСГАЗ» – общество с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Крупнейший транспортный узел, где сходятся газовые магистрали всех направлений. Административный центр – г. Саратов. С 1999 правопреемник дочернего предприятия «Югтрансгаз».

Созданием «Ю.» фактически можно считать 1946, когда был введен в эксплуатацию первый в отечественной практике 800-километровый магистральный газопровод Саратов – Москва. Одновременно началось промышленное использование газа.

В 1966 была создана дирекция строящегося трансконтинентального газопровода Ср. Азия – Центр, на базе которой в 1967 было образовано газотранспортное управление «Саратовтрансгаз», переименованное в 1988 в производств. объединение «Югтрансгаз». Последнее с 1993 – дочернее предприятие РАО «Газпром».

В 1970–80-е гг. «Ю.» осуществлял транспортировку газа с м-ний Туркмении, Узбекистана, Казахстана, Оренбургской обл. и сев. части России в системы центр. и украинских газопроводов, а также на экспорт в европ. страны.

После распада в 1991 быв. СССР на основе предприятия были созданы нац. газовые компании Узбекистана, Туркмении, Казахстана. Часть мощностей отошла «Волгоградтрансгазу» и «Самаратрансгазу». «Ю.» обеспечивает бесперебойное снабжение природным газом предприятия и население Саратовской, Тамбовской и Пензенской областей, где находятся узловыи точки мощнейших магистральных газопроводов, крупные подземные хранилища газа.

Оси. направления деятельности: транспортировка природного газа по *магистральным газопроводам*, поставка газа потребителям через *газораспределительные станции*; хранение газа в подземных хранилищах; развитие и эксплуатация *газотранспортных систем* и *подземных хранилищ газа*; организация сети *автомобильных газонаполнительных компрессорных станций*.

На нач. 2003 общая протяженность эксплуатируемых газопроводов (магистральных и отводов) св. 7 тыс. км. В структуру предприятия входят 11 линейных производств, упр-ний, 3 подземных хранилища газа (в т. ч. Елшанское – первое в быв. СССР и Степновское – крупнейшее в России). «Ю.» обслуживает 213 газораспределительных станций, 36 компрессорных цехов с 219 *газоперекачивающими агрегатами*, 6 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

Стр-во, реконструкцию, технич. перевооружение и капитальный ремонт газотранспортных средств, основного и вспомогательного произ-в осуществляют специализиров. подразделения, входящие в состав «Ю.».

Согласно подписанному в 2001 соглашению между «Газпром» и правительством Саратовской обл., «Ю.» занимается переводом автомобилей, автотракторной и с.-х. техники на *газомоторное топливо*.

Перспективы «Ю.» связаны с подписанным в 2003 договором с Туркменией о ежегодных поставках газа в Россию по магистральному газопроводу Ср. Азия – Центр. По этой же газотранспортной системе в перспективе должны осуществляться поставки газа в Россию и за ее пределы с м-ний других гос-в Ср. Азии и Казахстана.

В. Я. Чумаков.

ЮЖНО-КАРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция*.

ЮЖНО-РУССКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазовое – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 140 км к Ю.-В. от пос. Тазовский. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1969.

М-ние приурочено к поднятиям, осложняющим Южно-Русский вал Часельского мегавала. Южно-Русский вал по кровле сеноманских отложений верх. мела представляет собой пологую брахиантиклинальную складку, размеры к-рой 62×15 км, амплитуда 100 м. Газоносны туронские и сеноманские отложения верх. мела и альб-аптские ниж. мела. На глубинах 788–2064 м выявлено 19 залежей. Туронские отложения (пласты Т₁ и Т₂) залегают на глуб. 788–899 м, имеют эффективную газонасыщенную толщину 6–9,9 м, пористость 27–29%, газонасыщенность 0,52–0,55, начальное пластовое давление 9,9–11,5 МПа. Оси. запасы газа (ок. 90%) сосредоточены в песчано-алевролитовых отложениях сеномана (пласт ПК₁), вскрытых на глуб. 860–950 м, эффективная толщина 33 м, пористость 32,6%, газонасыщенность 0,82, начальное пластовое давление 9,3 МПа. В альб-аптских отложениях на глубинах 1390–2064 м выявлено 10 продуктивных пластов: ПК₁₂, ПК₁₆, ПК₁₇, ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₀₋₂₁, ПК₂₁₋₂₂, ПК₂₄, АТ₀, АТ₁. Залежи массивные, водоплавающие. Дебиты газа 39,1–325,6 тыс. м³/сут, нефти 5,2–6 м³/сут. Пластовое давление 13,3–18,9 МПа, пористость коллекторов 17–26,5%, газонасыщенная толщина 1,4–5 м. ГВК на абс. отметке от –1256 до –2000 м.

На нач. 2002 начальные запасы газа категорий А+В+С₁ составили 686,8 млрд. м³, категории С₂ – 121,1 млрд. м³. М-ние подготовлено для пром. освоения.

В. И. Старосельский.

ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция*.

ЮЖНО-ЭМБИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ, см. в ст. *Прикаспийская нефтегазоносная провинция*.

ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Эвенкийском авт. округе, в 145 км к Ю. от пос. Байкит. Входит в *Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1984.

М-ние приурочено к одноименному поднятию выступа дорифейского кристаллич. фундамента Камовского свода.

В пределах Юрубченского и Терско-Камовского блоков установлена нефтегазоносность терригенных отложений венда (оскобинская и ванаварская свиты) и карбонатных отложений ср. рифея (усть-куюбинская свита). Глубина залегания продуктивных горизонтов 1980–2560 м. Газоконденсатные залежи в отложениях оскобинской свиты (пласт Б-VIII-1) на Юрубченском блоке залегают на глуб. 2212–2321 м, их эффективная мощность 2,8 м, пористость 15,2–19,6%, газонасыщенность 0,694, начальное пластовое давление 20,8 МПа. Содержание конденсата 133,9 г/м³. Залежь пласта В-I ванаварской свиты залегает на глуб. 2247 м. Пористость коллекторов 16,6%, газонасыщенность 0,756, на-

чальное пластовое давление в залежи 21,1 МПа. Содержание газового конденсата 133,9 г/м³.

Осн. запасы газа связаны с карбонатными рифейскими отложениями (куюбинская толща) в пределах Терско-Камовского блока на глуб. 2222 м. Залежи пластовые массивные, с размытым сводом, экранированные глинисто-карбонатными породами оскобинской свиты. ГНК условно принят на абс. отметке –2026 м, ВНК на абс. отметке –2070 м. Карбонатный коллектор трещинно-кавернозного типа с преобладанием вертикальных и субвертикальных трещин. Нефтенасыщенная эффективная толщина 45–112 м, газонасыщенная от 9,7 до 92,3 м, пористость 2–6%, начальное пластовое давле-

ние 21,2 МПа, пластовая темп-ра 27 °С. При испытании дебиты газа составили 12,3–91 тыс. м³/сут (диам. штуцера 8,2 мм), нефти – 5,3 м³/сут. ГНК установлен на абс. отметке –2450 м, ВНК – на абс. отметке –2496 м. Состав газа (в %): метан 90,44; этан 8,02; пропан 1,70; бутан 1,05; пентан и высш. углеводороды 0,5; углекислый газ 0,36; азот 8,88; гелий 0,18. Содержание газового конденсата 133,9 г/м³. Плотность нефти 0,812–0,825 г/см³, нефть малосернистая (0,61%), малопарафинистая (1,63–3,30%).

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 130,0 млрд. м³, категории С₂ – 568,5 млрд. м³. М-ние находится в стадии разведки.

В. И. Старосельский.

Я

ЯЗЫК ОБВОДНЕНИЯ скважины, водяной язык, — опережающее продвижение по напластованию пород к добывающим скважинам воды, нагнетаемой в пласт, или законтурной воды на локальном участке разрабатываемой залежи (газовой или нефтяной).

Образование водяного языка приводит к преждевременному обводнению скважины, неравномерности продвижения конфигура газ-, нефтеносности, оставлению в пласте невыработанных целиков углеводородов и снижению нефте-(газо-) отдачи пласта.

Предупреждение и ликвидация Я.о. осуществляется путем регулирования режима работы добывающих и нагнетательных скважин.

ЯМАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (рис.) — расположена в пределах одноименного полуострова, в адм. отношении — на С. Ямало-Ненецкого авт. округа. Площадь перспективных земель на суше ок. 111 тыс. км². Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*.

Первое на п-ове Ямал — *Новопортовское месторождение* — открыто в 1964. В последующие годы были открыты еще 25 различных по типу и крупности м-ний углеводородов, расположенных в пределах Нурминского мегавала, Тамбейского свода, Новопортовского и Малыгинского валов. На склонах, седловинах и впадинах распространены, как правило, средние по запасам м-ния. Из них 6 чисто газовых, 12 газоконденсатных, 6 газоконденсатно-нефтяных и 2 нефтегазоконденсатных. На нач. 2002 разведанные запасы в Я. п. о. составляют ок. 10,5 трлн. м³, а предварительно оцененные — св. 3 трлн. м³ газа.

Я. п. о. характеризуется чрезвычайно высокой концентрацией запасов газа: в гигантских и уникальных по величине м-ниях сосредоточено св. 90% начальных запасов. Крупнейшие из них по запасам газа — *Бованенковское месторождение*, *Крузенштернское месторождение*, *Харасавейское месторождение* и Южно-Тамбейское, а крупнейшее по геологич. запасам нефти — Новопортовское м-ние. Общее число залежей свободного газа — 320, крупнейшая из них открыта в горизонтах ТП₁₋₆ (апт ниж. мела) на Бованенковском м-нии (2,2 трлн. м³).

Харасавейское, Крузенштернское и Южно-Тамбейское м-ния продолжают в шельфовых зонах Карского м. и Обской губы.

Мощность платформенного юрско-кайнозойского чехла увеличивается с Ю. на С. полуострова от 500 до 6000 м. Особен-

ностью Я. п. о. является существ. увеличение глинистости всего разреза пород ниж. мела и юры, в т. ч. появление альбской глинистой покрывки и расчленение нижне-среднеюрского разреза в центр. и сев. районах глинистыми покрывками на ряд *природных резервуаров*. К особенностям м-ний п-ова Ямал можно отнести максимальную в Зап. Сибири угленасыщенность разреза пород верх. готерива — апта и альба — сеномана (более 60 пластов угля единичной толщиной 0,5–12 м и суммарной толщиной от 30 до 70 м и более).

Стратиграфич. диапазон пром. газонефтеносности охватывает разрез от кровли сеномана до зоны контакта (НГЗК) и «коренного» палеозоя. Выделяются *нефтегазоносные комплексы* (НГК): альб-сеноманский, неоком-аптский, ачимовский и юрский с НГЗК, отделенные друг от друга региональными и зональными глинисто-кремнистыми покрывками. С С. на Ю. выделяются: Малыгинский, Тамбейский, Сеяхинский, Нурминско-Харасавейский, Новопортовский, Байдарацко-Юрибейский нефтегазоносные районы, а также Каменномысская газоносная и предположительно газонефтеносная Южно-Ямальская (Щучьинская) зоны.

По числу и совокупным запасам среди залежей резко преобладают газовые и газоконденсатные скопления. Наиболее значительные по запасам многозалежные м-ния приурочены к крупнейшим положительным тектонич. структурам. В структурно пониженных зонах расположены одно-, двух-, трехзалежные средние и небольшие по величине м-ния.

При наличии замкнутых антиклинальных структур с большим числом сводовых структурных, структурно-литологич. или иного генезиса *ловушек* в разрезе формируются газовые и газоконденсатные скопления. Поэтому в объеме крупных локальных структур от кровли сеномана до верхнего и среднего горизонтов тюменской свиты и ее аналогов газоносен весь разрез, и присутствие водоносных пластов объясняется исключительно литологической или тектонич. негерметичностью в основном локальных, зональных и областных покрывок.

Характерной особенностью м-ний п-ова Ямал является невысокое содержание в газе жидких углеводородов. В апт-альб-сеноманских залежах Бованенковского, Харасавейского и других м-ний содержание *стабильного конденсата* в газе 0,2–4,5 г/м³.

Резкое увеличение содержания конденсата (от 2,5 до 60,0 г/м³) на боль-

шинстве м-ний Нурминского мегавала происходит в ниж. горизонтах апта (ТП₈₋₁₀) и приурочено к интервалу пластовых темп-р 45–50 °С. В Северо-Ямальской зоне (Малыгинское и группа Тамбейских м-ний) осн. газосодержащие горизонты апта погружены на большие глубины, чем в Нурминской зоне, пластовые темп-ры достигают 55–60 °С и более, поэтому скачок конденсатосодержания отмечается в низах альбских отложений. В залежах неокома (горизонты ТП₁₁₋₂₀ и БЯ₁₋₁₈) содержание конденсата от 18 до 212 г/м³, причем отмечается постепенное его увеличение при переходе от верх. горизонтов (ТП₁₁₋₁₇) к нижним (БЯ₅₋₁₈). Макс. конденсатосодержание (365,6 г/м³) отмечено на Северо-Тамбейском м-нии (залежь горизонта ТП₁₉₋₂₀).

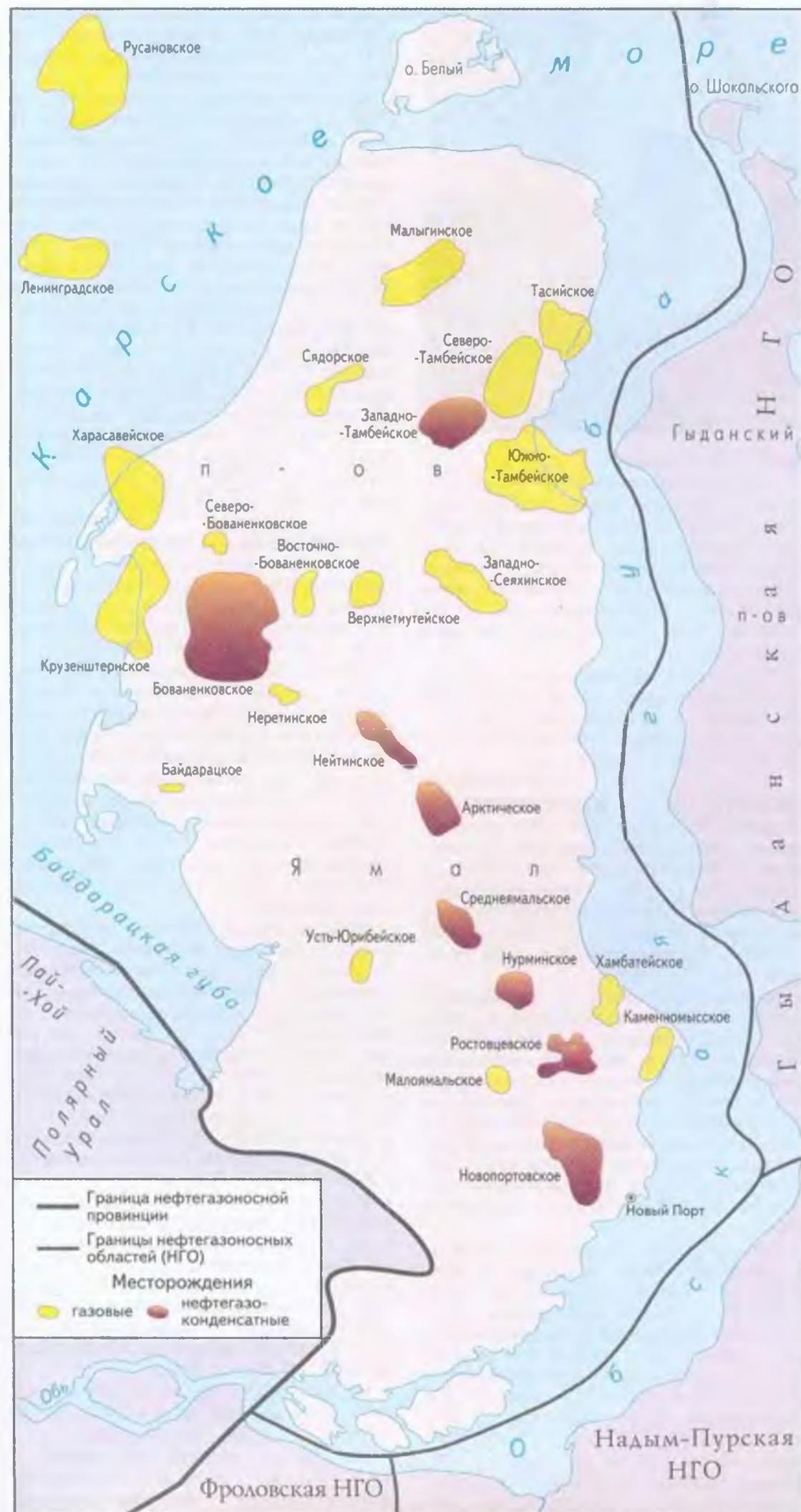
В залежах верх. горизонтов юрских пород содержание стабильного конденсата изменяется от 43,4 до 221,0 г/м³. В юрском комплексе оно уменьшается от верх. горизонтов к нижним (напр., на Бованенковском м-нии 221 г/м³ в горизонте Ю₂, 189 г/м³ в Ю₃ и 150 г/м³ в Ю₇). В базальных горизонтах юры, НГЗК и в «коренном» палеозое газ низкоконденсатный (22–40 г/м³).

В верх. горизонтах осадочного чехла при совр. темп-рах до 50–55 °С встречаются залежи сухого метанового газа и высокоплотные нефтеновые нефти с малым содержанием серы, парафина, асфальтенов, ср. содержанием силикагелевых смол. В средних и ниж. горизонтах разреза развиты метаново-нафтенно-ароматич. нефти средней и пониженной плотности, практически бессернистые и безасфальтеновые, малосмолистые, высокопарафиновые.

Из неокомских залежей ср. дебиты газа составляют 200–300 тыс. м³/сут. Юрские газонасыщенные горизонты характеризуются пониженными притоками газа (от 50 до 200 тыс. м³).

Повсеместно в *коллекторах* нижне-среднеюрской толщи, находящихся в жестких термоглубинных условиях, развиты аномальные высокие флюидальные давления с *коэффициентами аномальности пластового давления* более 1,4–1,6 (до 2,1 на Харасавейском м-нии) и абс. величинами 44–54 МПа и более на глуб. 2800–3500 м.

В альб-сеноманском комплексе и в аптском подкомплексе залежи газа массивно-пластовые, неокомские и юрские залежи — пластовые сводовые, часто литологически экранированные по периферии.



Ямальская нефтегазоносная область.

Начальные потенциальные ресурсы свободного газа по состоянию на нач. 1993 оценены в 20,75 трлн. м³, в т. ч. в альб-сеноманском комплексе 6 трлн. м³, неок-аптском 11 трлн. м³, ачимовском 0,15 трлн. м³, юрском 3,6 трлн. м³.

На нач. 2002 м-ния газонефтеносной области подготовлены для пром. освоения. Запасы и ресурсы газа по-ова Ямал являются гл. резервом газодобычи России во 2-м десятилетии 21 в. в связи с истощением запасов и снижением добычи к этому времени в *Надым-Пуртажском нефтегазоносном регионе*.

Осп. перспективы поисков новых скоплений свободного газа на по-ове Ямал связаны с ниж. стратиграфич. горизонтами неокома во впадинах и прогибах и повсеместно с ниже-среднеюрской коллекторской толщей.

Лит.: Конторович А. Э. и др., Геология нефти и газа Западной Сибири, М., 1975; Ермаков В. И. и др., Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири, М., 1997.

В. А. Скоробогатов.

«ЯМБУРГГАЗДОБЫЧА» – об-во с ограниченной ответственностью (ООО), дочернее предприятие со 100%-ным уставным капиталом ОАО «Газпром». Одна из мощнейших компаний по запасам и добыче углеводородного сырья. Адм. центр – пос. Тазовский (Ямало-Ненецкий авт. округ). С 1993 правопреемник производств. объединения «Ямбурггаздобыча», созданного в 1984 для освоения *Ямбургского месторождения*. В 1986 на м-нии была пущена в строй установка комплексной подготовки газа (УКПГ).

В состав «Я.» входят след. структурные подразделения: газопромислое и нефтедобывающее управления и 12 вспомогательных филиалов. Газопромислое упр-ние осуществляет добычу углеводородного сырья на Ямбургском м-нии (рис.), нефтедобывающее – на Заполярном м-нии.

На нач. 2003 «Я.» владеет лицензиями на пользование недрами Ямбургского, Тазовского м-ний и *Заполярного месторождения*. Суммарные начальные запасы этих м-ний составляют более 10 трлн. м³ природного газа, ок. 240 млн. т газового конденсата и 370 млн. т нефти. «Я.» добывает ок. 35% рос. газа.

В 1995 началось обустройство Заполярного м-ния. В 2001 вошла в строй действующая первая сеноманская УКПГ. Установка – крупнейшая в мире: ее производительность св. 35 млрд. м³ газа в год. В 2002 вступил в строй второй пусковой комплекс второй сеноманской УКПГ. Ее проектная годовая мощность 32,5 млрд. м³ газа. В перспективе – введение в эксплуатацию 3-го газового комплекса, что позволит достичь на Заполярном м-нии проектной мощности в 100 млрд. м³ газа в год.

С самого начала своей работы предприятие применяло новейшие прогрессивные методы и способы работы. Впервые в практике Заполярья было организовано масштабное сооружение технологич. объектов из крупных блоков



Диспетчерская служба Ямбургского месторождения.

высокой заводской готовности и массой до 420 т. Это позволило сократить стандартные сроки стр-ва, сэкономить значительные финансовые ресурсы.

В «Я.» была разработана высокоэффективная в условиях Заполярья система организации труда с применением внутрирегиональной и межрегиональной вахты с однозвенной структурой управления. Внедрена технология низкотемпературной адсорбции, обеспечивающая полное выделение конденсата при темп-ре $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, применены укрупненные кусты скважин, бурение наклонно-направленных «стволов», стр-во скважин с горизонтальным вскрытием низкопродуктивных пластов.

Специалистами газодобывающей компании разработан и внедрен комплексный план защиты окружающей среды, к-рый включает и организационно-технич. мероприятия, гарантирующие миним. техногенное воздействие на флору и фауну тундры.

«Я.» является автономным производств. объединением, к-рое самостоятельно обеспечивает собственные производств. подразделения транспортом, энергией, связью, коммунальными и культурно-бытовыми услугами. Ведётся стр-во и производится капитальный ремонт объектов производств. и соц. назначения, автомоб. дорог и линий электропередач, обеспечивается их эксплуатация, осуществляются материально-технич. снабжение и охрана производств. объектов, производится постоянный *экологический производственный мониторинг*. На природоохранную деятельность компания ежегодно выделяет значительные денежные средства.

«Я.» – одно из крупнейших предприятий, использующих вахтовый метод организации работ: персонал доставляется к месту работы из городов и поселков Ямало-Ненецкого авт. округа, а также из гг. Москва, Уфа, Тюмень, Краснодар. Вахтовые поселки Ямбург и Новозаполярь являются уникальными в России по уровню благоустроенности, кол-ву и

качеству объектов соц. и культурно-бытового обслуживания. Участвует в крупных инвестиционных проектах на терр. Ямало-Ненецкого авт. округа: построены газопровод Газ-Сале – Тазовский, автомоб. дороги, соединяющие пос. Тазовский, вахтовые поселки, хирургич. комплекс и др.

Предприятие систематически выделяет благотворительные средства обществ. организациям и объединениям, религиозным организациям, малочисленным народам Крайнего Севера и др.

С. А. Чернецкий.

ЯМБУРГСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – уникальное по запасам свободного газа, расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 120 км к С.-З. от пос. Тазовский. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1969 (газ), в 1990 (нефть). Разрабатывается с 1986 (конденсат), с 1987 (газ).

М-ние приурочено к одноименной асимметричной полузамкнутой структуре сев.-зап. простирания. Продуктивны сеноманские (верх. мел) и нижнемеловые (неокомские) отложения. По кровле сеноманских отложений м-ние представляет валлообразную структуру, вытянутую в сев.-вост. направлении, и состоит из центрального наиболее приподнятого Ямбургского участка, Анерьяхинского участка на С. и Харвугинского участка на Ю.-З.

Продуктивные отложения сеномана (переслаивающиеся песчаники, алевролиты и глины) залегают на глуб. 1000–1211 м. Толща по литологич. составу сильно расчленена и характеризуется неоднородностью пластов-коллекторов по площади и разрезу. Эффективная газонасыщенная толщина в пределах Ямбургской пл. 175 м, пористость 27–33%, проницаемость от 0,01 до 2,2 мкм². Размеры залежи 175 × 50 км, высота 213 м. Залежь сводовая, массивная. ГВК на абс. отметке –1158 м (Харвугинский участок), –1176 м (Анерьяхинский участок). Состав газа (в %): метан 98,6; го-

мологи метана до 0,07; азот 1,14; углекислый газ 0,19. Начальные запасы газа 5,4 трлн. м³, выработанность залежи к нач. 2002 составила св. 40%.

В нижнемеловых отложениях установлено 15 продуктивных горизонтов на глуб. 2500–3350 м, в к-рых выявлено 23 газоконденсатные залежи. Продуктивные горизонты представлены чередующимися пластами песчаников, алевролитов и глин. Залежи преим. литологические и линзовидные. Эффективная толщина 1,2–11,1 м; пористость 15,6–17,7%, начальное пластовое давление 23,5–34,4 МПа. Состав газа (в %): метан 89–90; этан 4,5–4,9; пропан 2,1–2,2; бутаны 1–1,1; пентан и высш. углеводороды 2,7–2,9; азот 0,36–0,55; углекислый газ 0,17–0,42. Содержание конденсата в *пластовом газе* 107–126 г/м³.

На нач. 2002 запасы газа категорий А + В + С₁ составили 4184,5 млрд. м³, категории С₂ – 476,2 млрд. м³, накопленная добыча – 2331,4 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

ЯМСОВЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в 80 км к С.-З. от пос. Тарко-Сале. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1970.

М-ние слагают четвертичные, палеогеновые, меловые и юрские отложения. Находится в Танловском мегавале и приурочено к сеноманским отложениям, слагающим Ямсовейское (40 × 60 км, амплитуда ок. 180 м) и Южно-Ямсовейское (23 × 7,5 км, амплитуда ок. 50 м) поднятия, оконтуриваемым изогипсой –960 м. Отметка седловины между поднятиями гипсометрически выше ГВК, что свидетельствует о единстве залежей в сеноманском комплексе.

Промышленная газоносность установлена в сеноманских отложениях верх. мела (пласт ПК₁), сложенных переслаивающимися песчано-алевролитовыми и глинистыми породами, залегающими на глубинах 877–1035 м. Залежь массивная, водоплавающая. Ср. толщины проницаемых пород от 51,3 м (Ямсовейская пл.) и 10,9 м (Южно-Ямсовейская пл.) до 5,5 м (седловина). Пористость коллекторов 28,4–39%, газонасыщенность 0,64–0,72, начальное пластовое давление 9,8–10,0 МПа.

В нижнемеловых отложениях на глуб. 1650–2980 м выявлены небольшие по запасам и размерам залежи *свободного газа* на Южно-Ямсовейской (пласт ПК₁₆) и газоконденсата на Ямсовейской (ачимовские отложения, берриас-валанжин ниж. мела) площадях, а также нефтяная залежь с *газовой шапкой* на Южно-Ямсовейской пл. (пласт БП₈).

На нач. 2002 в целом по м-нию запасы газа по категориям А + В + С₁ составили 476,6 млрд. м³, категории С₂ – 8,9 млрд. м³, накопленная добыча – 84,7 млрд. м³.

В. И. Старосельский.

ЯРО-ЯХИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ нефтегазоконденсатное – расположено в Ямало-Ненецком авт. округе, в

30 км к С.-В. от пос. Уренгой. Входит в *Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию*. Открыто в 1985.

М-ние приурочено к Яро-Яхинскому локальному поднятию в пределах сев.-зап. погружения Хадырь-Яхинской моноклинали. Нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях ниж. мела на глуб. 3070–3398 м. Выявлено 5 залежей, в т. ч. 2 газоконденсатные и 3 нефтегазоконденсатные в пластах БТ_{6/0}, БТ₆, БТ₇₋₈, БТ₁₀ и БТ₁₁. Залежи м-ния (пластовые сводовые, литологически экранированные) характеризуются сложным геологич. строением.

Нефтегазоконденсатная пластовая сводовая залежь пласта БТ₆ расположена на глуб. 3084–3152 м, ее размеры 21,5 × 14,5 км, амплитуда 67,2 м. Газонасыщенная толщина 22,4–26,4 м, нефтега-

зонасыщенная от 2,0 до 14,8 м, пористость 14%, газонасыщенность 0,75, начальное пластовое давление 30,77 МПа. ГНК проводится на абс. отметке от –3076 до –3085 м, ВНК на абс. отметке от –3084 до –3102 м. Состав газа (в %): метан 88,4–86,9; этан 7,6–9,6; пропан 2,96–3,33; бутаны 1,06–1,19. Содержание газового конденсата 140 г/м³.

Нефтегазоконденсатная пластовая сводовая залежь пласта БТ₇₋₈ на глуб. 3126–3206 м имеет размеры 22 × 15,5 км, амплитуда 72 м. Газонасыщенная толщина 0,6–35,8 м, пористость 14%, нефтенасыщенная толщина 3,2–22,4 м, газонасыщенность 0,76; начальное пластовое давление 31,05 МПа. ГНК проводится на абс. отметке от –3126 до –3128 м, ВНК на абс. отметке от –3130 до –3160 м.

Нефтегазоконденсатная залежь БТ₁₀ расположена на глуб. 2553–3303 м, ее размеры 19,5 × 12 км, высота 40 м. Газонасыщенная толщина 10,6 м, пористость 18%, начальное пластовое давление 32,37 МПа. Содержание конденсата 173 г/м³.

Газоконденсатная залежь пласта БТ₁₁ расположена на глуб. 3351–3398 м, ее размеры 12,5 × 3,5 м, высота 42 м. Газонасыщенная толщина 4,5 м, пористость 15%, начальное пластовое давление 33,86 МПа. Содержание конденсата 173 г/м³.

На начало 2002 в целом по месторождению запасы газа по категории С₁ оценены в объеме 180,6 млрд. м³ и по категории С₂ – 10,2 млрд. м³. Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

В. И. Старосельский.

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

абс. – абсолютный	кон. – конец	рос. – российский
авт. – автономный	коэф. – коэффициент	руб. – рубль
автомоб. – автомобильный	кпд – коэффициент полезного действия	рук-во – руководство
адм. – административный	кр. – край	с – секунда
адм.-хоз. – административно-хозяйственный	к-рый – который	С. – север
акад. – академик	лит. – литература	с. – село
атм – атмосфера (физич. единица)	м. – море	сб., сб-ки – сборник, сборники
атм. – атмосферный	макс. – максимальный	св. – свыше
Б. – Большой	масс. – по массе	С.-В. – северо-восток
б. или м. – более или менее	междунар. – международный	сев. – северный
б.ч. – большая часть, большей частью	мес – месяц	сер. – середина
басс. – бассейн	м-ние – месторождение	С.-З. – северо-запад
быв. – бывший	мин – минута	след. – следующий
В. – восток	мин-во – министерство	следов. – следовательно
в., вв. – век, века	миним. – минимальный	см. – смотри
в т.ч. – в том числе	млн. – миллион	сов. – советский
верх. – верхний	млрд. – миллиард	Сов. Мин. – Совет Министров
вес. – весовой	мн. – многие	совр. – современный
вкл. – включая	мол. – молекулярный	соц. – социальный
внеш. – внешний	моск. – московский	соч. – сочинение
внутр. – внутренний	наз. – называемый, называется	С.-Петербург – Санкт-Петербург
вост. – восточный	назв. – название	спец. – специальный
впд. – впадина	напр. – например	ср. – средний (в ср. – в среднем)
Всерос. – Всероссийский	нар. хоз-во – народное хозяйство	стр-во – строительство
Всес. – Всесоюзный	нас. – население	сут – сутки
вып. – выпуск	науч. – научный	с.-х. – сельскохозяйственный
выс. – высота	нац. – национальный	с.ш. – северная широта
высш. – высший	нач. – начало	<i>t</i> – температура
г. – год, город, гора	нек-рый – некоторый	<i>t</i> _{кип} – температура кипения
газодоб. – газодобывающий	неск. – несколько	<i>t</i> _{пл} – температура плавления
гг. – годы, города	ниж. – нижний	т.е. – то есть
гл. – главный	низм. – низменность	т.зр. – точка зрения
гл. обр. – главным образом	н.-и. – научно-исследовательский	т.н. – так называемый
глуб. – глубина	о., о-ва – остров, острова	т.о. – таким образом
горн. – горный	об. – объемный	табл. – таблица
гос. – государственный	об-во – общество	тв. – твердость
гос-во – государство	обл. – область, областной	темп-ра – температура
дер. – деревня	оз. – озеро	терр. – территория
диам. – диаметр	ок. – океан, около	тр. – труды
дл. – длина	осн. – основанный, основной (в осн. – в основном)	трлн. – триллион
др. – другой	отд. – отдельный	тыс. – тысяча
европ. – европейский	пл. – площадь	уд. – удельный (в физических величинах)
ж.-д. – железнодорожный	п-ов – полуостров	упр-ние – управление
журн. – журнал	под рук. – под руководством	усл. – условный
З. – запад	пос. – поселок	устар. – устаревший, вышедший или выходящий из употребления термин
зал. – залив	пост. – постановление	фр. – фракция
зап. – западный	пр. – прочий	франц. – французский
заруб. – зарубежный	преим. – преимущественно	хоз-во – хозяйство
з-д – завод	произ-во – производство	хр. – хребет
избр. – избранный	прол. – пролив	центр. – центральный
изд. – издание	пром. – промышленный	ч – час
им. – имени	пром-сть – промышленность	чел. – человек
инж. – инженер, инженерный	р., рр. – река, реки	шир. – ширина
иностр. – иностранный	разд. – раздел	шт. – штука
ин-т – институт	разл. – различный	экз. – экземпляр
к.-л. – какой-либо	респ. – республика	Ю. – юг
к.-н. – какой-нибудь	рис. – рисунок	Ю.-В. – юго-восток
кол-во – количество	р-н – район	юж. – южный
комб-т – комбинат	род. – родительный	Ю.-З. – юго-запад

Примечание: 1. Применяются сокращения слов, обозначающих государственную или национальную принадлежность (напр., «амер.» – американский, «франц.» – французский).

2. В прилагательных и причастиях допускается отсечение окончаний, включая суффиксы: «еский», «анный», «енный» (напр., механич., образ., естеств.).

СПИСОК ОСНОВНЫХ АББРЕВИАТУР

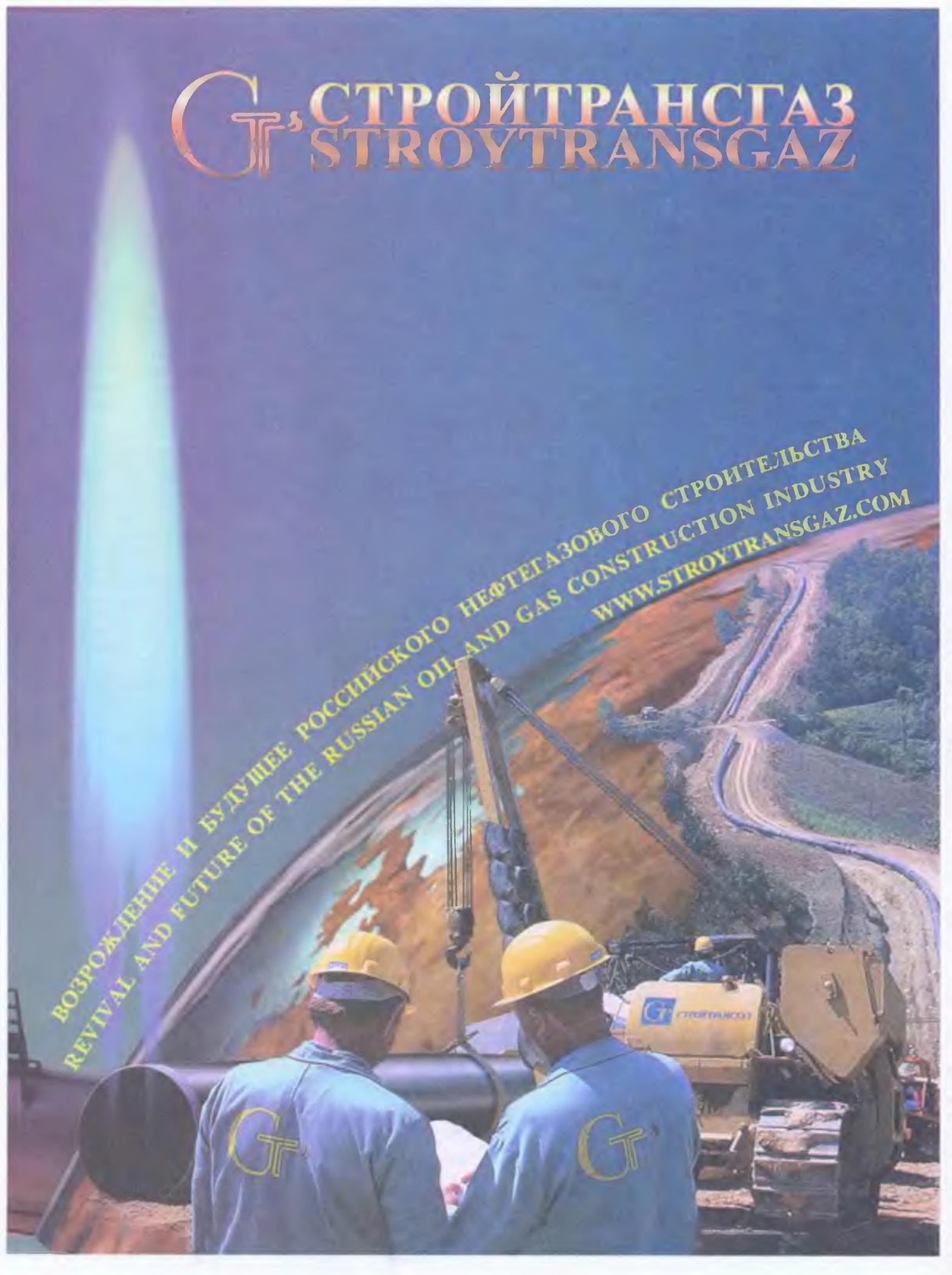
АВО – аппарат воздушного охлаждения	НГП – нефтегазоносная провинция
АН – Академия наук	НГР – нефтегазоносный район
АСУ – автоматизированная система управления	ОАО – открытое акционерное общество
ВВП – валовой внутренний продукт	ООН – Организация Объединенных Наций
ВНК – водонефтяной контакт	ПХГ – подземное хранилище газа
ВСНХ – Высший совет народного хозяйства	РАН – Российская академия наук
ГВК – газоводяной контакт	РАО – Российское акционерное общество
ГНК – газонефтяной контакт	СНГ – Содружество Независимых Государств
ГПА – газоперекачивающий агрегат	СНК – Совет народных комиссаров
ГПЗ – газоперерабатывающий завод	СП – совместное предприятие
ГРП – газораспределительный пункт	СПХГ – станция подземного хранения газа
ГРС – газораспределительная станция	ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ДКС – дожимная компрессорная станция	ТЭС – теплоэлектростанция
КИП – контрольно-измерительный прибор	ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
КС – компрессорная станция	УВ – углеводороды
МГ – магистральный газопровод	УКПГ – установка комплексной подготовки газа
НГБ – нефтегазоносный бассейн	УППГ – установка предварительной подготовки газа
НГО – нефтегазоносная область	ЭВМ – электронная вычислительная машина

СТРОЙТРАНСГАЗ STROYTRANSGAZ

ВОЗРОЖДЕНИЕ И БУДУЩЕЕ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА
REVIVAL AND FUTURE OF THE RUSSIAN OIL AND GAS CONSTRUCTION INDUSTRY
WWW.STROYTRANSGAZ.COM

СТ

СТ





Участие ОАО «Промгаз» в
реализации регионов России

ОАО «Промгаз» - головной научный центр ОАО «Газпром» в области обоснования региональной энергетической политики ОАО «Газпром», газоснабжения и газификации регионов РФ, распределения и использования газа, энергосбережения, освоения малых месторождений и ресурсов метана угольных пластов.

ISBN 5-85270-327-3



9 785852 703279

Российская газовая энциклопедия / Гл. ред. Р. Вяхирев. –
Р 76 М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.: ил.:
карт.

ISBN 5-85270-327-3

Российская газовая энциклопедия – справочное издание, в котором впервые сделана попытка упорядочить отраслевой понятийно-терминологический язык. Содержит около 1060 терминов и более 300 иллюстраций (технологические схемы, графики, карты нефтегазоносных бассейнов и перспектив нефтегазоносности российского шельфа и др.). В книге представлены статьи по различным направлениям газовой промышленности: геология, разведка и разработка газовых месторождений, промысловая и заводская переработка природного газа и газового конденсата, транспортировка, газификация страны, поставка газа потребителям и др. Энциклопедия рассчитана на научных сотрудников, специалистов, студентов, менеджеров, предпринимателей и других заинтересованных лиц.

**УДК 55(03)
ББК 26.3я2**

Подписано в печать 13.10.04. Формат издания 84×108¹/₁₆. Бумага офсетная №1. Гарнитура Кудряшовская. Печать офсетная. Объем издания 55,44 усл. п. л., 221,76 усл. кр.-отт., 97,171 уч.-изд. л.

Заказ № 2643. Тираж 10 000 экз.

Компьютерный набор и верстка осуществлены в издательстве «Большая Российская энциклопедия».

Научное издательство «Большая Российская энциклопедия». 109028, Москва, Покровский бульвар, 8.

ГУП Московская типография №2 Министерства Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций (МГППР Россин). Тел. 282-24-91. 129085, Москва, Проспект Мира, 105.