

**ТРУБЫ
НЕФТЯНОГО
СОРТАМЕНТА**

СИБИРСКО-УРАЛЬСКИЙ



ТРУБЫ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

СПРАВОЧНИК

ПОД ОБЩЕЙ РЕДАКЦИЕЙ А. Е. САРОЯНА

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



МОСКВА "НЕДРА" 1987

Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей ред. А. Е. Сарояна. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1987. 488 с.

В третьем издании (2-изд. — 1976) нашли отражение утвержденные новые ГОСТы на бурильные, обсадные, насосно-компрессорные трубы, замки для бурильных труб, калибры, переводники.

Большое внимание уделено бурильным трубам. Даны расчеты бурильных колонн, сведения об эксплуатации бурильных труб и их ремонте, сведения о трубах, применяемых за рубежом. Приведены основные формулы и методика расчетов обсадных и насосно-компрессорных труб, содержатся таблицы расчетов труб. Проанализированы причины возникновения аварий с трубами, даны рекомендации по их предупреждению.

Для инженерно-технических работников, занятых бурением и добычей нефти и газа.

Табл. 249, ил. 197, список лит. — 20 назв.

Авторы: *А. Е. Сароян, Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский, И. Ф. Писоваров, М. А. Гусейнов, Н. Н. Борзов*

Рецензент: *Г. М. Файн*, канд. техн. наук (ВНИИТнефть)

СПРАВОЧНИК СПЕЦИАЛИСТА

Александр Ервандович Сароян
Николай Давыдович Щербюк
Николай Васильевич Якубовский и др.

ТРУБЫ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

Редактор издательства *С. М. Каешкова*
Технические редакторы *Л. Н. Шиманова, Л. А. Мурашова*
Корректоры *В. Т. Юдович, Г. Г. Большова*
ИБ № 4977

Сдано в набор 20.10.86. Подписано в печать 23.03.87. Т-01621. Формат 60×90^{1/16}
Бумага тип. № 2. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 30,5.
Усл. кр.-отг. 30,5. Уч.-изд. л. 34,79. Тираж 13 000 экз. Заказ 471/0031-4. Цена 2 р. 10 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра». 125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.
Подольский филиал ПО «Периодика» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли
142110, г. Подольск, ул. Кирова, д. 25

Г $\frac{2504030300-207}{043(01)-87}$ 336—87

© Издательство «Недра», 1987

Раздел I

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

ГЛАВА I

СОРТАМЕНТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Трубы бурильные ведущие

В верхней части бурильной колонны находится ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне, состоящей из бурильных труб, замков и утяжеленных бурильных труб (УБТ). Бурильная колонна заканчивается долотом или другим инструментом. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения. Другие формы сечений (крестообразная, желобчатая, круглая) в нефтепромысловой практике практически не применяются.

Ведущая труба предотвращает возможность реверсивного вращения бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя (турбобура, винтового, электробура).

В практике бурения ведущие трубы применяются сборной конструкции, состоящие из трубы, верхнего и нижнего переводников, и цельной (неразъемной) конструкции.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник типа ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник типа ПШН для присоединения к бурильной колонне.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются по ТУ 14-3-126—73 размерами 112×112, 140×140, 155×155 мм и по ТУ 14-3-755—78 размерами 65×65 и 80×80 мм.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. 1.1 и на рис. 1.1. На концах ведущей трубы нарезается трубная коническая резьба (профиль по ГОСТ 631—75) — правая на нижнем и левая — на верхнем.

На нижний конец трубы навинчивается (горячим способом на прессовой посадке) переводник ПШН (рис. 1.2, а, табл. 1.2), а на верхний — переводник ПШВ (рис. 1.2, б, табл. 1.3).

Для защиты от износа замковой резьбы переводника ПШН между замком бурильной трубы и переводником переводника ведущей трубы устанавливается переводник типа ПП.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из сталей групп прочности Д и К, переводники — из стали 40ХН (ГОСТ 4543—71). Механические свойства горячекатаной трубы приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.1

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата a , мм	Диагональ квадрата, мм, не более	Радиус при вершине квадрата R , мм, не более	Диаметр канала d , мм	Диаметр проточки под элеватор D_1 , мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2 , мм	Длина резьбы G (включая срез), мм
112	$112 \begin{smallmatrix} +5 \\ -1 \end{smallmatrix}$	—	20 ± 3	74 ± 4	114	$110 \pm 0,5$	95
140	140 ± 2	—	20 ± 3	85 ± 5	141	$135 \pm 0,5$	105
155	$155 \begin{smallmatrix} +2 \\ -3 \end{smallmatrix}$	—	20 ± 3	100 ± 5	168	$150 \pm 0,5$	120
По ТУ							
65	65	87	8	32	73	63	65
80	80	105	8	40	89	75	75
По ТУ							

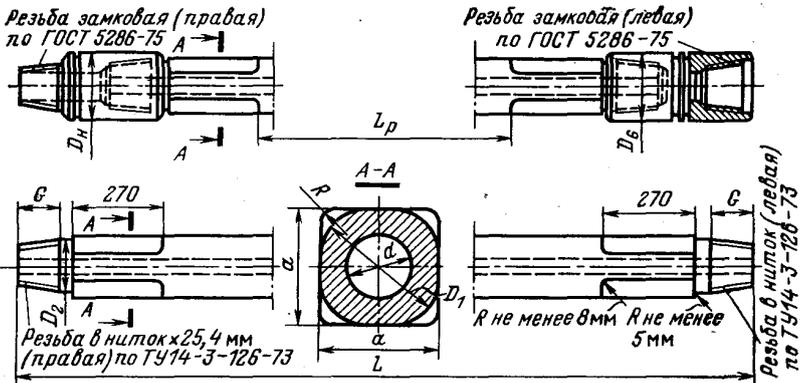


Рис. 1.1. Ведущая труба сборной конструкции

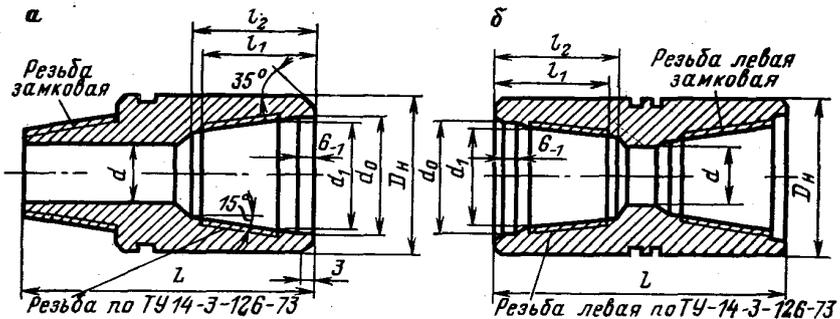


Рис. 1.2. Переводники ведущей трубы:
а — нижний; б — верхний

Длина трубы L, м			Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286-75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
рабочей части L _р , не менее	общая		верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1 м трубы без переводников	переводника	
	не менее	не более						верхнего	нижнего
14-3-126-73									
—	13—2,5	—	—	—	—	—	65,6	—	—
—	14+2,5	—	—	—	—	—	106,6	—	—
—	14+2,5	—	—	—	—	—	124,3	—	—
14-3-755-78									
9,3	10,0	12,5	3-76Л	3-76	95	95	27	10	9
9,3	10,0	12,5	3-88Л	3-88	108	108	38	12	12

Таблица 1.2

Размеры и масса нижних переводников ПШН (мм)

Условный размер ведущей буровой трубы	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286-75	Наружный диаметр переводника D _н ±0,5	Длина переводника L _н +20 -10	Диаметр проходного отверстия d ±0,6	Диаметр цилиндрической выточки d _с ±0,6	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d ₁	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем l ₁	Длина конуса под резьбу l ₂ +8	Масса, кг, не более
65	3-76	95	260	32	65,3	59,9	90	95	9,0
80	3-88	108	275	38	77,3	71,9	100	105	12,0
112	3-117	140	305	58	112,3	106,9	120	125	18,3
	3-121	146	330	80					22,0
	3-133	155	335	95					24,0
140	3-140	172	340	70	137,3	131,9	130	140	30,0
	3-147	178	350	101					35,0
155	3-152	197	375	89	152,3	146,9	145	155	50,0
	3-171	203	375	127					39,0

Трубная резьба, нарезаемая на концах трубы, кроме профиля, не стандартизована.

Размеры резьбового соединения приведены в табл. 1.5 и на рис. 1.3.

На наружной поверхности труб не допускается наличие трещин, закатов, расслоений и других дефектов, ухудшающих их качество.

Таблица 1.3

Размеры и масса верхних переводников ПШВ (мм)

Условный размер ведущей бурильной трубы	Обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—75	Наружный диаметр переводника $D_H \pm 0,5$	Длина переводника L_{+20}^{-10}	Диаметр проходного отверстия $d \pm 0,6$	Масса, кг, не более
65	3-76Л	95	260	38	10,0
80	3-88Л	108	275	45	12,5
112	3-121Л	146	330	80	22,9
112	3-152Л	197	350	89	60,0
112	3-171Л	203	375	101	48,0
140	3-147Л	178	350	101	35,8
140	3-152Л	197	350	89	55,0
155	3-152Л	197	375	89	54,0

Таблица 1.4

Механические свойства ведущих труб и переводников после термообработки

Изделие	Группа прочности стали	Марка стали	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение δ_s , %	Относительное сужение φ , %	Ударная вязкость, кДж/м ²
Ведущие трубы	Д	—	637	373	16	38	392
Переводники	К	—	686	441	12	35	392
	—	40ХН		По ГОСТ 5286—75			

Таблица 1.5

Размеры резьбового соединения бурильных ведущих труб сборной конструкции (мм)

Условный размер трубы, мм	Конусность резьбы 2 tg φ	Число витков на длине 25,4 мм	Средний диаметр резьбы в осевой плоскости d_{cp}	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы (справочный)		Длина резьбы					Расстояние от торца переводника до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) А	
				наружный d_2	внутренний d_3	общая (от торца трубы до конца сбега резьбы) $G = l + l_1$	до основной плоскости l	от основной плоскости до конца сбега l_1	со срезанными вершинами и полными впадинами $l_1 - l_2$	сбег резьбы l_2		
65			61,266	59,871	56,251	65	50,065					
80			73,266	71,246	67,626	75	60,065					
112	1:16	8	108,266	104,996	101,376	95	80,065	14,935	8,585	6,35	9	
140			133,266	129,371	125,751	105	90,065					
155			148,266	143,433	139,813	120	105,065					

Допускаются отдельные дефекты в пределах установленных допусков. Для определения глубины дефектов допускается их подрубка, при этом их глубина не должна превышать 18% от номинальной толщины стенки. Подрубка не допускается на расстоянии 500 мм от концов. В этом случае допускается заправка дефектных мест на глубину не более 12,5% от номинальной толщины стенки.

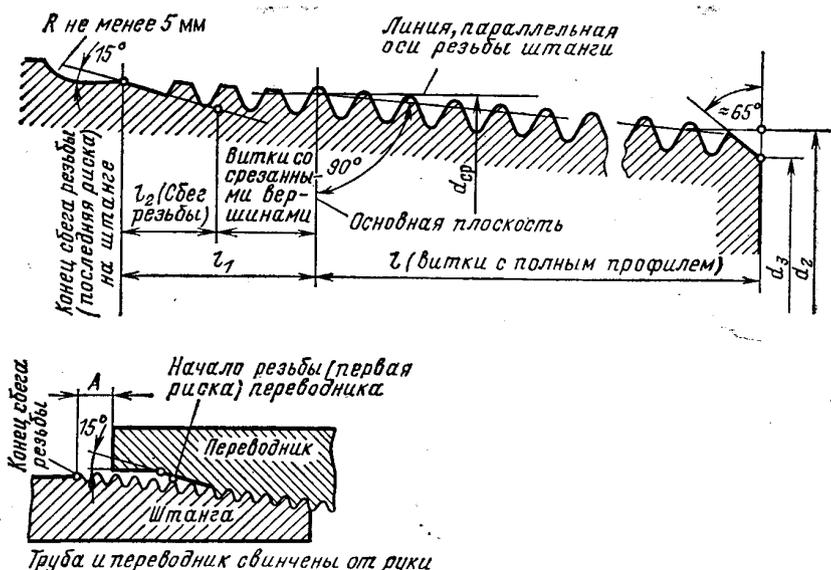


Рис. 1.3. Резьбовое соединение ведущих труб

Точность трубной конической резьбы соответствует требованиям ГОСТ 631—75, за исключением отклонений по конусности на длине 100 мм — $\begin{matrix} +0,36 \\ -0,22 \end{matrix}$ и по общей длине резьбы ± 1 нитка (3,175 мм), допускается изготовление резьбы без сбега под углом 15°.

Контроль трубной резьбы. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг—расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбега резьбы трубы — должен быть $9 \pm 3,175$ мм.

Маркировка. На цилиндрической поверхности каждой трубы с левой резьбой или на грани должна быть четко нанесена клеймением маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска и клеймо ОТК.

Для предохранения от повреждений при транспортировке резьба предохраняется кольцами.

Переводники. Технические требования к переходникам предусматриваются в соответствии с ТУ 26-02-652—75. Технические свойства, правила приемки и методы контроля механических свойств после термической обработки, параметров и предельных отклонений резьб и резьбовых соединений переходников — по ГОСТ 631—75 «Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним» и ГОСТ 5286—75 «Замки бурильных труб».

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений ведущих бурильных труб разработан ряд конструкций, которые изготавливаются и применяются буровыми организациями.

1. Конструкция АзНИПИнефти с цилиндрическим блокирующим пояском ТВБ (рис. 1.4 и табл. 1.6). Прочность и герметичность резь-

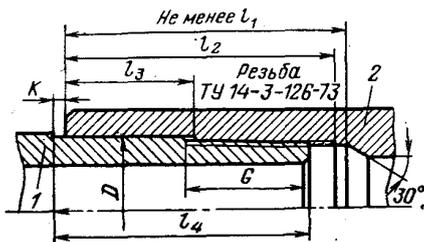


Рис. 1.4. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:

1 — труба квадратного сечения; 2 — переводник

ведущие навинчиваются в горячем состоянии после их нагрева на 400—430°C.

2. Конструкция ВНИИБТ с коническими стабилизирующими поясками и переводниками — ТВКП. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются конической резьбой трапецеидального профиля ТТ с углом 30° (по ГОСТ 631—75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1:32 (рис. 1,5, а, б). Поясок протачивается на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения (по ТУ 14-3-126—73) за резьбой трапецеидального профиля ТТ. Разработаны конструкции ведущих труб квадратного сечения ТВКП — 112, 140, 155 мм.

Трубы ТВКП изготавливаются по ТУ-51-276—86. Размеры труб приведены в табл. 1.7. Нижний и верхний переводники ПВВК и ПВНК должны изготавливаться из стали марок 40ХН или 40ХН2МА (ГОСТ 4543—71) с механическими свойствами после термообработки по ГОСТ 5286—75. Верхний переводник имеет левое направление резьбы. Размеры соединений приведены на рис. 1.6 и в табл. 1.8.

На наружных поверхностях переводников не должно быть плен, раковин, закатов и других дефектов. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Разностенность торца конуса ниппельного конца нижнего переводника не должна превышать 2 мм. Профиль, размеры и предельные отклонения замковой резьбы предусматриваются по ГОСТ 5286—75. Впадины замковой резьбы и

Таблица 1.6

Размеры резьбового соединения ТВБ (мм)

Сторона квадрата	l_1	l_2	l_3	l_4	G	Элемент пояска D		K
						Труба	Переводник	
112	215	205	90	190	95	110,57	110,3	16
140	235	225	110	210	105	136,57	136,3	
155	265	255	115	245	120	152,57	152,3	
Допускаемое отклонение	+5	+5	+2	+3	—	+0,07	—0,07	±5

бывого соединения обеспечиваются конической резьбой и блокирующим пояском. Поясок протачивается на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения (по ТУ 14-3-126—73) за резьбой. Конструкции соединения разработаны для ведущих труб квадратного сечения 112, 140, 155 мм. Резьбу переводника проверяют по ТУ 14-3-126—73 калибром со смещением измерительной плоскости соответственно на 84, 94 и 109 мм. Пере-

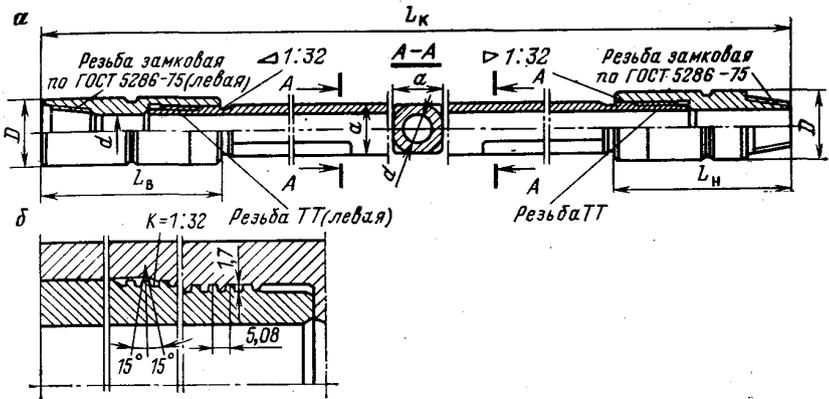


Рис. 1.5. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясками ТВКП:
 а — труба; б — резьбовое соединение

зarezьбовую канавку резьбы ТТ рекомендуется упрочнять путем обкатки роликом по инструкции ВНИИБТ ИОР—УОР2. Замковая резьба, резьба ТТ и коническая расточка переводников должны быть фосфатированы.

Сборка переводников с трубой по резьбе ТТ и коническому стабилизирующему пояску должна производиться горячим способом с нагревом в индукторе до температуры (°С):

ПВВК-112, ПВНК-112	430—450
ПВВК-140, ПВНК-140	400—420
ПВВК-155, ПВНК-150	380—400

После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей.

Контроль резьбового соединения ТВКП. Резьба ТТ ведущей бурильной трубы контролируется резьбовыми и гладкими калибрами так же, как бурильные трубы с коническими стабилизирующими поясками по ГОСТ 631—75. В переводниках ПВВК и ПВНК контролируются внутренняя резьба ТТ и коническая расточка, а также внутренняя и наружная замковые

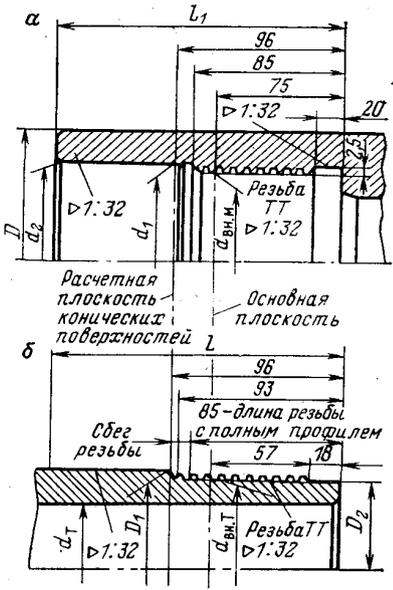


Рис. 1.6. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:
 а — переводник; б — труба

Таблица 1.7

Размеры ведущих бурильных труб ТВКП (мм)

Шифр ведущей трубы с переводниками	Страна квадрата <i>a</i>	Наружный диаметр переводника <i>D</i>		Внутренний диаметр <i>d</i>	Длина ведущей трубы с переводниками <i>L</i> к	Обозначение резьбы, предназначенной для соединения ведущих труб с переводниками		Обозначение замковой резьбы переводника		Длина переводников	
		нижнего	верхнего			нижним	верхним	нижнего	верхнего	нижнего <i>L_н</i>	верхнего <i>L_в</i>
ТВКП-112	112	146	146	74	115000— —13500	ТТ99×5,08× ×1:32	ТТ99×5,08× ×1:32Л	3-121	3-121Л	400	400
ТВКП-140	140	178	203	85	14500— —17000	ТТ127× ×5,08×1:32	ТТ127× ×5,08× ×1:32Л	3-147	3-171Л	450	450
ТВКП-155	155	203	203	100	14500— —17000	ТТ140× ×5,08×1:32	ТТ140× ×5,08× ×1:32Л	3-171	3-171Л	450	450

Таблица 1.8

Размеры ведущих бурильных труб ТВКП (мм)

обозначение трубы	Ведущая труба					Обозначение резьбы, предназначенной для соединения переводников с ведущей трубой	Переводники						
	<i>D</i> ₁	<i>D</i> ₂	<i>d</i>	<i>d</i> _{вн.т}	<i>L</i>		обозначение переводников	Замковая резьба	<i>D</i>	<i>d</i> ₁	<i>d</i> _{вн.м}	<i>L</i> ₁	<i>d</i> ₂
ТВКП-112	105,5	95,5	74	99,6	166	ТТ199×5,08×1:32	ПВНК-112	3-121	146	105,20	99,30	164	107,325
ТВКП-140	128,5	118,5	85	127,6	190	ТТ127×5,08×1:32	ПВВК-112	3-122					
ТВКП-155	146,5	136,5	100	140,6	190	ТТ140×5,08×1:32	ПВНК-140	3-147	178	128,15	127,25	188	136,025
							ПВНК-155	3-171	203	146,11	140,21	188	148,975
							ПВВК-155						

резьбы по ГОСТ 5286—75. Схему контроля резьбы ТТ и конической расточки переводников см. в гл. 3.

Промышленностью осваиваются ведущие бурильные трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений в соответствии со стандартом СЭВ 1384—78, аналогичные стандарту АНИ-7.

Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживают внутрь или наружу (ГОСТ 631—75). Бурильные трубы соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы (тип 1, 2 по ГОСТ 631—75) навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка.

С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются бурильные трубы с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками — тип 3, 4 по ГОСТ 631—75. В практике бурения их называют соответственно ТБВК, ТБНК.

Короткие трубы (6 м) с резьбой треугольного профиля предварительно соединяются между собой соединительными муфтами.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 1.7 и табл. 1.9, типа 2 — рис. 1.8 и табл. 1.10, типа 3 — рис. 1.9 и табл. 1.11, типа 4 — рис. 1.10 и табл. 1.11.

Трубы типов 1, 2 изготавливаются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 — с правой резьбой и по соглашению потребителя с изготовителем — с левой.

Трубы всех типов изготавливаются длиной:

6,8 и 11,5 м — при условном диаметре труб 60 — 102 мм;
11,5 м — при условном диаметре труб 114 — 168 мм.

В поставляемой партии допускается до 25% труб длиной 8 м и до 8% — длиной 6 м. С согласия потребителя допускается изготовление труб диаметром 114 мм, длиной 6 и 8 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинчен-

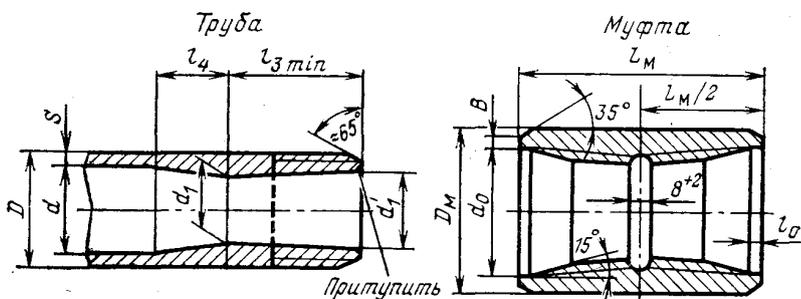


Рис. 1.7. Трубы с высаженными внутрь концами и муфты к ним (тип 1)

Таблица 1.9
 Размеры труб с высаженными внутрь концами и муфты к ним (мм)

	Труба								Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка				Наружный диаметр D_M	Длина L_M	Расточка		Ширина торцевой плоскости B	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты	
				Длина до переходной части l_3 min. не менее	Длина переходной части l_4	Диаметр прохода				Диаметр d_0	Глубина l_0					
						d_1	d_1'									
60	60,3	7 9	46,3 42,3	90	40	32 24	40 2	80	140	63,5	3	5	9,15 11,3	1,2 1,4	~2,7	
73	73,0	7 9 11	59,0 55,0 51,0	100	40	45 34 28	54 43 37	95	166	76,2	3	6	11,4 14,2 16,8	1,6 2,4 2,2	~4,2	
89	89,0	7 9 11	75,0 71,0 67,0	100	40	60 49 45	69 58 54	108	166	92	3	6	14,2 17,8 21,2	2,4 3,4 3,2	~4,4	
102	101,6	7 8 9 10	87,6 85,6 83,6 81,6	115	55	74 70 66 62	83 79 75 71	127	184	104,8	3	7	16,4 18,5 20,4 22,4	3,0 3,4 3,8 4,0	~7,0	

114	114,3	7 8 9 10 11	100,3 98,3 96,3 94,3 92,3	130	55	82 78 74 70 68	91 87 83 79 77	140	204	117,5	3	7	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	4,6 5,8 6,0 6,6 6,4	~9,0
127	127,0	7 8 9 10	113,0 111,0 109,0 107,0	130	55	95 91 87 83	104 100 96 92	152	204	130,2	3	7	20,7 23,5 26,2 28,9	5,8 6,4 7,0 7,6	~10,0
140	139,7	8 9 10 11	123,7 121,7 119,7 117,7	130	55	105 101 100 91	114 110 106 100	171	215	144,5	3	8	26,0 29,0 32,0 35,0	7,0 7,6 8,2 9,6	~14,0
169	168,3	9 10	150,3 148,3	130	55	128 124	137 133	197	229	171,5	3	8	35,3 39,0	9,8 10,8	~16,7

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³.

2. Размер l_1 (длина переходной части) является справочным.

3. Размер d_1 может быть равен d_1 .

4. По соглашению изготовителя с потребителем допускается изготовление труб с меньшими толщинами стенок.

5. Наружный диаметр конца трубы с условным диаметром 140 мм на длине не менее $l_3 \text{ min}$ должен быть не менее 141,3 мм.

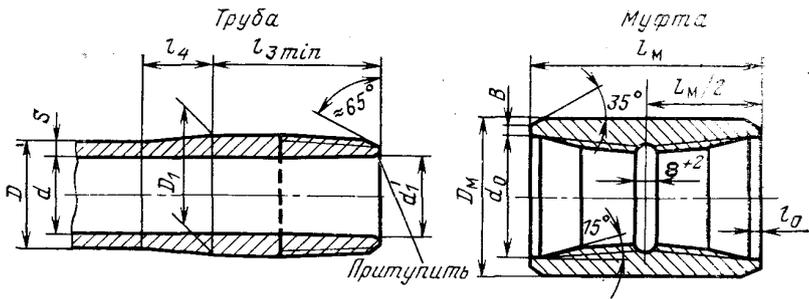


Рис. 1.8. Трубы с высажеными наружу концами и муфты к ним (тип 2)

ной муфты — расстоянием от свободного торца муфты до последней риски резьбы другого конца трубы.

Допускается применение бурильных труб длиной 11,5 м, сваренных по месту высадки из двух труб по специальным техническим условиям.

Трубы типов 1, 2 длиной 6, 8 и 11,5 м поставляются без муфт, а по заказу потребителя трубы длиной 6 и 8 м — в комплекте с навинченными вручную муфтами.

Допускаются следующие отклонения по размерам и массе труб:

По наружному диаметру трубы, %:	
при обычной точности изготовления (трубы типов 1—4)	±1
при повышенной точности изготовления (трубы типов 1, 2)	±0,75
Увеличение наружного диаметра за высаженной наружу частью труб, мм:	
типа 2 на длине не более 100 мм	<1
типа 4 на длине не более 150 мм	<4
По наружному диаметру муфты (трубы типов 1, 2), %	±1
По толщине стенки труб, %:	
обычной точности (трубы типов 1—4)	-12,5
повышенной точности (трубы типов 1, 2)	-10
(плюсовые отклонения ограничиваются массой труб) по диаметру расточки муфты (трубы типов 1, 2), мм	+1
По наименьшему внутреннему диаметру высаженной части (трубы типов 1,3), мм	±1,5

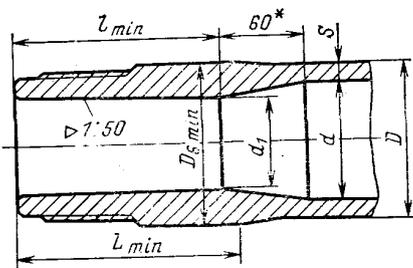


Рис. 1.9. Конец трубы с высажеными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (тип 3)

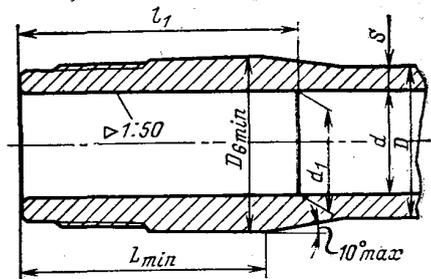


Рис. 1.10. Конец трубы с высажеными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (тип 4)

Таблица 1.10

Размеры труб с высаженными наружу концами и муфты к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр D_M	Длина L_M	Расточка		Ширина торцовой плоскости B	1 м гладкой трубы	Двух высадок (для одной трубы)	Муфты
				Наружный диаметр D_1	Длина до переходной части $l_{\text{зmin}}$ не менее	Длина переходной части l_4			Диаметр d_0	Глубина l_0				
60	60,3	7	46,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15	1,5	~2,7
		9	42,3									11,3		
73	73,0	7	59,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4	2,5	~4,7
		9	55,0									14,2		
		11	51,0									16,8		
89	89,0	7	75,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2	3,5	~5,2
		9	71,0									17,8		
		11	67,0									21,2		
102	101,6	8	85,6	114,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5	4,5	~9,0
		9	83,6									20,4		
		10	81,6									22,4		
114	114,3	8	98,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9	5,0	~11,0
		9	96,3									23,3		
		10	94,3									25,7		
		11	92,3									28,0		
140	139,7	8	123,7	154,00	145	65	185	215	157,2	3	8	26,0	7,0	~15,0
		9	121,7									29,0		
		10	119,7									32,0		
		11	117,7									35,0		

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³.

2. На внутренней полости участка высадки ($l_{\text{зmin}} + l_4$) допускается технологическая конусность до 6 мм, т. е. размер d_1 может быть больше размера d на 6 мм.

Таблица 1.11

Размеры труб с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками — ВК, НК (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка					Масса, кг	
				Диаметр прохода a_1 (предельное отклонение $\pm 1,5$)	Наружный диаметр $D_{6\text{min}}$	Длина механической обработки L_{min}	Длина до переходной части l_{min}	Длина высадки l_1	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов
С высаженными внутрь концами										
89	89,0	9	71,0	57					17,8	3,9
		11	67,0	54	89,9	150	145	—	21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	—	20,4	5,1
		10	81,6	66					22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78					23,3	7,3
		10	94,3	76	115,2	160	155	—	25,7	7,1
		11	92,3	74					28,0	6,9
127	127,0	9	109,0	92	130,2	160	155	—	26,2	7,8
		10	107,0	90					28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	—	29,0	11,0
		10	119,7	100					32,0	10,2
		11	117,7	100					35,0	9,2
С высаженными наружу концами										
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	—	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0					16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	—	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0					21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	—	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6					22,4	
114	114,3	9	96,3	93,3					23,3	
		10	94,3	91,3	130,2	160	—	165	25,7	7,9
		11	92,3	89,3					28,0	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/м³.

2. Размер $D_{6\text{min}}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min} .

По длине труб для типов 1—4, м:	
длиной 6—8 м	+0,6
длиной 11,5 м	+0,9
По длине муфты, мм	±3
По массе одной трубы, %:	
обычной точности (трубы типов 1—4)	+9
повышенной точности (трубы типов 1, 2)	+6,5

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) на середине длины трубы не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна конца трубы — частное от деления стрелы прогиба на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы. Длина высадки в расчет не принимается.

Условное обозначение бурильных труб: вид высадки, точность изготовления (труб типов 1 и 2) буква К — для труб типов 3 и 4, условный диаметр трубы, толщина стенки, группа прочности и ГОСТ 631—75.

Примеры условных обозначений.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба ВП-114×9-Д ГОСТ 631—75, то же повышенной точности.

Муфта В-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 1, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба Н-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114×9-Д ГОСТ 631—75, то же повышенной точности.

Муфта Н-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 2, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 3 и далее то же.

Труба НК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 4 и далее то же.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов труба или муфта ставится буква Л.

На наружной и внутренней поверхности труб и муфт не допускаются плены, раковины, закаты, расслоения, трещины и песочины.

Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы при условии, что глубина этих вырубков не выводит толщину стенки за предельные минусовые отклонения. Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускается.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы не должны иметь резких уступов. На внутренней поверхности переходной части высаженных наружу концов бурильных труб типа 4 всех диаметров допускается одно пологое кольцевое незаполнение шириной не свыше 40 мм, причем наименьшая тол-

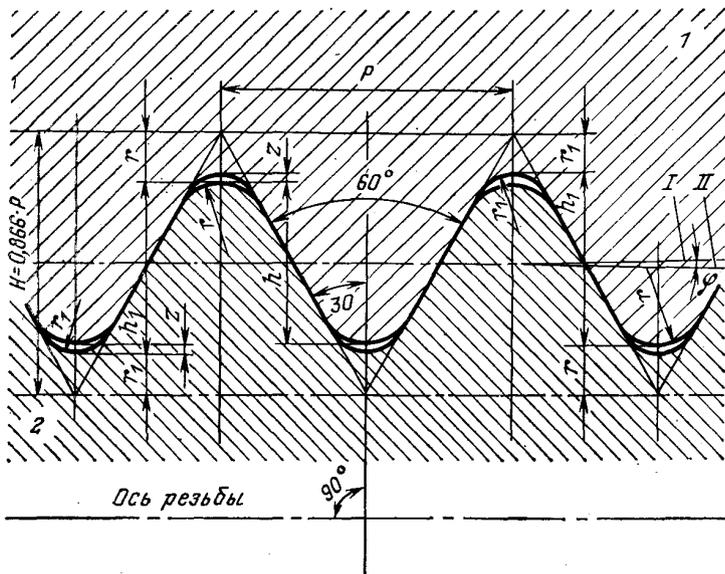


Рис. 1.11. Профиль резьбы буровых труб и муфт к ним (типы 1, 2) с треугольной резьбой:

1 — муфта; 2 — труба; I — линия, параллельная оси резьбы; II — линия среднего диаметра резьбы

щина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки данного типоразмера труб. На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом:

Таблица 1.12

Параметры профиля резьбы в (мм)

Параметры резьбы	Норма
Шаг резьбы P	3,175
Глубина резьбы h_1	1,810 $\begin{matrix} +0,05 \\ -0,10 \end{matrix}$
Рабочая высота профиля h	1,734
Радиусы закругления:	
r	0,508
r_1	0,432
Зазор z	0,076
Угол уклона ϕ	$1^\circ 47' 24''$
Конусность, $2 \operatorname{tg} \phi$	1 : 16

Примечания: 1. Шаг резьбы P должен измеряться параллельно оси резьбы трубы и муфты.

2. Размеры r и r_1 приведены в качестве справочных для проектирования резьбонарезного инструмента.

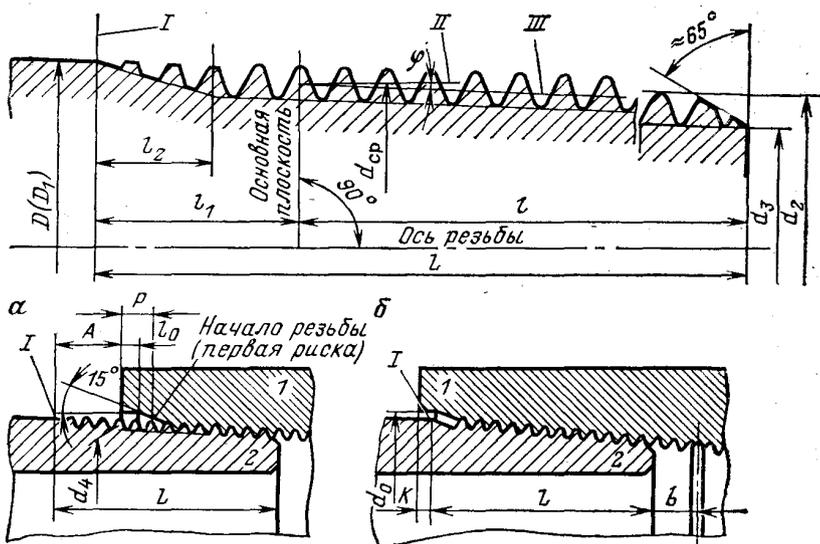


Рис. 1.12. Резьбовое соединение бурильных труб (типы 1, 2):

а — соединение, свинченное вручную; б — соединение, свинченное на станке. I — конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); II — линия, параллельная оси резьбы трубы; III — линия среднего диаметра резьбы. Размер D_1 приведен для труб типа 2

для труб с условным диаметром 60—102 мм — глубиной до 2 мм, протяженностью до 25 мм по окружности и шириной до 20 мм, в количестве не более трех незаполнений;

для труб с условным диаметром 114—140 мм — глубиной до 3 мм, протяженностью до 50 мм по окружности и шириной до 20 мм, в количестве не более трех незаполнений.

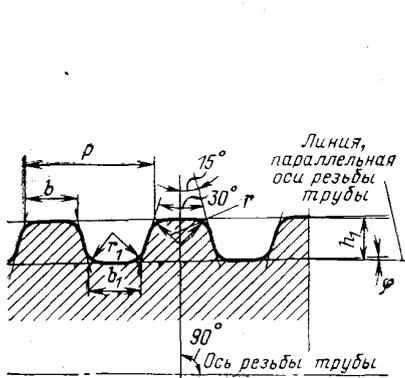


Рис. 1.13. Профиль трапециoidalной резьбы труб типов 3, 4

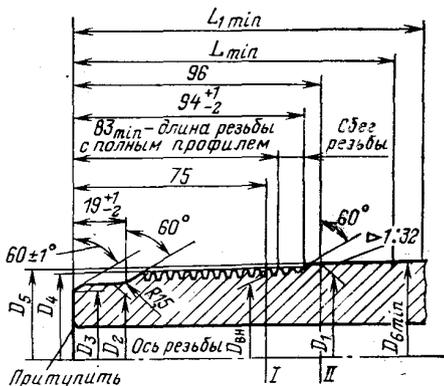


Рис. 1.14. Резьбовое соединение бурильных труб типов 3, 4:

I — основная плоскость; II — расчетная плоскость конического стабилизирующего пояса

Таблица 1.13

Размеры резьбовых соединений с высаженными внутрь концами (типа 1) и с высаженными наружу концами (типа 2) и муфт к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Наружный диаметр высаженого конца трубы D_1	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Диаметры резьбы у торца трубы		Длина резьбы трубы					Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_4	Диаметр расточки у торца муфты, $d_0+1,0$	Глубина расточки h_0	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) A	Переход торца муфты за конец сбега резьбы в закреплённом соединении K	Расстояние от торца трубы до середины муфты в закреплённом соединении	
				наружный d_2^*	внутренний d_3^*	общая (до конца сбега) $L+3,2$ $L-1,6$	до основной плоскости (с полным профилем) l	от основной плоскости до конца сбега l_1	Сбег резьбы h_2 , не более								
С высаженными внутрь концами																	
60	60,3	60,3	58,439	57,731	54,111	54,0	39,065				57,045	63,5					
73	73,0	73,0	71,139	69,619	65,999	67,0	52,065				69,745	76,2					
89	89,0	89,0	87,014	85,494	81,874	67,0	52,065				85,620	92,0					
102	101,6	—	99,714	97,631	94,011	76,0	61,065	14,935	10		98,320	104,8	3	9,5	1,5	14,5	
114	114,3	—	112,414	109,706	106,086	86,0	71,065				111,020	117,5					
127	127,0	—	125,114	122,406	118,786	86,0	71,065				123,720	130,2					
140	139,7	141,3	139,414	136,331	132,711	92,0	77,065				138,020	144,5					
168	168,3	—	166,389	162,900	159,280	98,5	83,565				164,995	171,5					
С высаженными наружу концами																	
60	60,3	67,46	65,576	64,868	61,248	54	39,065				64,182	70,6					
73	73,0	81,76	79,877	78,357	74,737	67	52,065				78,483	84,9					
89	89,0	97,13	95,244	93,724	90,104	67	52,065				93,850	100,3					
102	101,6	114,30	112,414	109,706	106,086	86	71,065	14,935	10		111,020	117,5	3	9,5	1,5	14,5	
114	114,3	127,00	125,114	122,406	118,786	86	71,065				123,720	130,2					
140	139,7	154,00	152,114	149,031	145,411	92	77,065				150,720	157,2					

Примечания: 1. Концом сбега резьбы является точка пересечения образующей конуса сбега резьбы и образующей цилиндра, диаметр которого равен наружному диаметру трубы.

2. Наряду с цилиндрической допускается коническая расточка у торца муфты, образующая которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр конической расточки при этом равен d_0 цилиндрической расточки.

3. * Размеры для справок.

Таблица 1.14

Параметры профиля резьбы ТТ в (мм)

Параметры резьбы	Труба	Замок
Шаг резьбы P	5,08	5,08
Конусность резьбы $2 \operatorname{tg} \varphi$	1 : 32	1 : 32
Угол уклона φ	$0^{\circ}53'42''$	$0^{\circ}53'42''$
Глубина резьбы h_1	$1,70 \pm 0,05$	$1,90^{+0,10}$
Ширина площадки вершины профиля b	1,99	1,88
Ширина площадки впадины профиля b_1	$2,18^{+0,05}$	$2,18^{+0,05}$
Радиус скругления: вершины профиля r	$0,30^{+0,10}$	
впадины профиля r_1	$0,30_{-0,05}$	$0,30_{-0,05}$
Ширина скоса c	—	$0,30^{+0,05}$

Примечания: 1. Шаг резьбы P должен измеряться параллельно оси резьбы труб.
2. Все допуски на элементы профиля резьбы, исключая глубину резьбы h_1 , являются исходными для проектирования резьбообразующего инструмента.

Профиль и размеры профиля резьбы труб типов 1 и 2 и муфт к ним (правой и левой) соответствуют данным рис. 1.11 и табл. 1.12, а размеры резьбовых соединений — рис. 1.12 и табл. 1.13; для труб типов 3, 4 соответственно рис. 1.13, табл. 1.14, а размеры соединений — рис. 1.14, табл. 1.15.

Таблица 1.15

Размеры соединений труб с высаженными внутрь и труб с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	D_1 (предельное отклонение $\pm 0,05$)	D_2 (предельное отклонение $-0,6$)	D_3 (предельное отклонение $+1,5$ — $-1,0$)	D_4^*	D_5^*	$D_{6\min}$	L_{\min}	$L_{1\min}$	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $D_{\text{вн}}$ (предельное отклонение $\pm 0,05$)
С высаженными внутрь концами (тип 3)										
89	89,0	88,5	78,5	73,5	83,656	85,5	89,9	140	150	82,60
102	101,6	100,5	90,5	85,5	95,656	97,5	101,9	140	150	94,60
114	114,3	113,5	103,4	98,5	108,656	110,5	115,2	150	160	107,60
127	127,0	128,5	118,5	113,5	123,656	125,5	130,2	150	160	122,60
140	139,7	138,5	128,5	123,5	133,656	135,5	140,2	150	160	132,60
С высаженными наружу концами (тип 4)										
73	73,0	84,5	74,5	69,5	79,656	81,5	85,9	140	150	78,60
89	89,0	100,5	90,5	85,5	95,656	97,5	101,9	140	150	94,60
102	101,6	113,5	103,5	98,5	108,656	110,5	115,2	150	160	107,60
114	114,3	128,5	118,5	113,5	123,656	125,5	130,2	150	160	122,60

Примечания: 1. Для труб типа 4 допускается уменьшение размера $D_{6\min}$ на 0,5 мм для труб диаметрами 73 и 89 мм при условии соблюдения размеров конического стабилизирующего пояска и L_{\min} .

2. Предельные отклонения размеров D_1 и $D_{\text{вн}}$ должны обеспечиваться за счет соответствующего положения измерительной плоскости калибров-колец относительно торца трубы (рис. 1.14).

3. * Размеры для справок.

Таблица 1.16

Предельные отклонения параметров профиля резьбы труб типов 1,2

Параметры	Предельные отклонения
Шаг резьбы:	
на длине 25,4 мм	$\pm 0,075$
на всей длине	$\pm 0,150$
Половина угла профиля	$\pm 1^{\circ}15'$
Конусность (предельные отклонения от разности двух диаметров приняты на длине резьбы 100 мм):	
для труб	+0,30 -0,20
для муфт	+0,20 -0,30

Примечания: 1. Предельные отклонения по шагу резьбы на длине, не превышающей 25,4 мм, должны относиться к расстоянию между любыми двумя нитками с полной резьбой. При расстоянии между нитками более 25,4 мм допускается увеличение предельных отклонений пропорционально увеличению расстояния, но не свыше указанных в таблице для всей длины резьбы.

2. Предельные отклонения по половине угла профиля относятся к углу между стороной профиля и перпендикуляром к оси резьбы труб и муфт.

Таблица 1.17

Предельные отклонения параметров профиля резьбы труб типов 3, 4 (мм)

Параметры	Предельные отклонения
Шаг резьбы:	
на длине 25,4 мм	$\pm 0,05$
на всей длине	$\pm 0,10$
Половина угла профиля	$\pm 0^{\circ}45'$
Конусность (предельные отклонения от разности двух диаметров приняты на длине резьбы 60 мм)	+0,15 -0,05

Примечания: 1. Предельные отклонения по шагу резьбы на длине, не превышающей 25,4 мм, должны относиться к расстоянию между любыми двумя нитками с полной резьбой. При расстоянии между нитками более 25,4 мм допускается увеличение предельных отклонений пропорционально увеличению расстояния, но не свыше указанных в таблице для всей длины резьбы.

2. Предельные отклонения по половине угла профиля должны относиться к углу между стороной профиля и перпендикуляром к оси резьбы трубы.

3. Предельные отклонения по конусности должны относиться к наружному и внутреннему диаметрам резьбы.

Предельные отклонения от номинальных размеров трубной треугольной резьбы труб типов 1, 2 приведены в табл. 1.16, а трапецидальной резьбы ТТ труб типов 3, 4 — в табл. 1.17.

При свинчивании от руки оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами отклонения по натягу А (см. рис. 1.12) $\pm 2,4$ мм. После механического закрепления муфты на трубе торец муфты должен выходить за последнюю риску на трубе на величину $K=$

$=1,5$ мм (см. рис. 1.12) с отклонением $\pm 2,4$ мм. Расстояние от торца муфты до начала резьбы (последней риски) на трубе должно быть $9 \pm 3,2$ мм. Резьба труб и муфт должна быть гладкой, без заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность.

Параметр шероховатости поверхности резьбы R_z должен быть не более 20 мкм по ГОСТ 2789—73. На первых двух витках резьбы с полным профилем (на длине l) допускаются черновины по вершинам резьбы.

На середине муфты для выхода резьбообразующего инструмента протачивается канавка на глубину не более 0,5 мм, превышающую глубину резьбы. Допускается перерез встречных витков резьбы.

К высаженному концу труб ВК, НК предъявляются следующие требования.

Торец трубы должен быть перпендикулярен к оси резьбы. Неперпендикулярность не более 0,06, неплоскостность — не более 0,1 мм.

Оси резьбы и конического стабилизирующего пояска должны совпадать. Допускаемое отклонение от соосности не более 0,04 мм.

Разностенность в плоскости торца трубы должна быть не более: 4 мм — для труб диаметром 73 мм; 4,5 мм — для труб диаметром 89, 102 мм; 5 мм — для остальных диаметров труб — 114, 127, 140 мм.

Поверхность конического стабилизирующего пояска и торца трубы должна быть гладкой, без заусенцев, рванин и других дефектов.

На наружной поверхности высаженной части трубы, подвергающейся механической обработке, на расстоянии L_{\min} от торца трубы допускается выполнять переход с конического стабилизирующего пояска на цилиндрическую поверхность под углом не более 15° к оси трубы.

Место перехода механически обработанной поверхности трубы диаметром D_v к необработанной поверхности наружного диаметра посадки допускается выполнять под углом не более 15° к оси трубы.

Наружный диаметр посадки должен допускать прохождение гладкого калибра-кольца диаметром на 2,5 мм меньше диаметра посадки.

Параметр шероховатости поверхности конического стабилизирующего пояска и торца трубы R_z должен быть не более 20 мкм по ГОСТ 2789—73. Остальные механически обрабатываемые поверхности R_z не более 40 мкм.

Механические свойства материала труб и муфт. Трубы и муфты в зависимости от групп прочности изготавливаются из углеродистых (сталь марки 45) и легированных сталей марок 38ХНМ, 36Г2С, 35ХГ2СВ и др. Трубы групп прочности К, Е изготавливаются из легированных сталей путем нормализации с отпуском или из углеродистых сталей (закалка, отпуск) группы прочности Л, а трубы групп прочности выше Л (М, Р) — из легированных сталей (закалка — отпуск).

Таблица 1.18

Механические свойства материала труб и муфт

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление σ_b , МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести σ_t , МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980
Относительное удлинение δ , %, не менее	16	12	12	12	12	12	12
Относительное сужение после разрыва ψ , %, не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость KCV, Дж/м ² , не менее	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	29,4	29,4

Примечания: 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем.
2. При переводе плавок из группы прочности К в Д в маркировке и сопроводительном документе должны быть указаны обе группы.

Трубы и муфты должны изготавливаться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 1.18.

Муфты для труб типов 1,2 диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из сталей группы прочности с более высокими механическими свойствами. По соглашению изготовителей и потребителей допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

Трубы диаметром выше 114 мм и муфты к ним изготавливаются одной группы прочности.

Трубы групп прочности Д, К, Е, Л должны испытываться на сплющивание в соответствии с табл. 1.19.

Маркировка. На каждой бурильной трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца наносится маркировка клеймами: номер трубы, группа прочности, толщина стенки, наименование или товарный знак завода-изготовителя, месяц и год выпуска. Место клеймения должно быть обведено светлой краской. На каждой муфте должен быть выбит товарный знак завода-изготовителя. Все клейма на трубе и муфте наносятся вдоль образующей. Рядом с клеймами на каждой трубе вдоль образующей наносится маркировка устойчивой светлой краской: условный диаметр трубы, точность

Таблица 1.19

Группа прочности стали	Отношение диаметра к толщине стенки трубы (D/s)	Расстояние между плоскостями
Д, К, Е Л	≥ 13	0,7D 0,8D
Д, К, Е Л	< 13	D (0,965—0,02 D/s) (1,065—0,02 D/s)

Рис. 1.15. Конструкция соединения бурильных труб с приваренным стабилизирующим кольцом на трубах типов 1 и 2



изготовления (при поставке труб повышенной точности), группа прочности, толщина стенки, длина трубы в сантиметрах. Трубы с левой резьбой имеют широкий пояс, нанесенный светлой краской, с подписью «лев.»

Резьба труб и муфт должна быть предохранена от повреждений кольцами и пробками. Резьба труб типов 3, 4, конический стабилизирующий пояс и торец труб должны быть надежно защищены кольцами от повреждений. При навинчивании колец и пробок резьба должна быть смазана антикоррозионной смазкой.

Транспортировка. Трубы отгружают повагонно. В одном вагоне должны находиться трубы только одного условного диаметра, одной толщины стенок и одной группы прочности и точности изготовления. Каждая партия труб должна сопровождаться документом, удостоверяющим соответствие качества труб требованиям стандарта.

Другие типы труб. Для предотвращения разрушений по последней рабочей нитке треугольной резьбы иногда замок приваривают к трубе с помощью дуговой сварки.

В некоторых случаях к торцу замка (рис. 1.15) приваривают специально посаженное на горячей посадке кольцо. При этом стандартную трубу по ГОСТ 631—75 типов 1, 2 протачивают по наружному диаметру за резьбой на длину около 70 мм. Затем кольцо шириной 50 мм с внутренним диаметром, обеспечивающим натяг по проточенному участку трубы не менее 0,3 мм, в нагретом состоянии (до 400°C) надевают на трубу, после чего горячим способом навинчивают замок (ГОСТ 5286—75).

Замки для бурильных труб с высаженными концами

Замки для бурильных труб предназначены для соединения в колонны бурильных труб типов 1—4 по ГОСТ 631—75. Замок состоит из двух деталей — ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для бурильных труб изготавливаются по ГОСТ 5286—75 пяти типов, указанных в табл. 1.20. Замки изготавливаются правые — с правой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой и левые — с левой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указанным в табл. 1.21.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм с правой — замок ЗН-108 ГОСТ 5286—75 и левой — замок ЗН-108 Л ГОСТ 5286—75 резьбой.

Таблица 1.20
Типы бурильных замков

Обозначение типов	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличением проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Таблица 1.21
Основные размеры замков (мм)

Типоразмер замка	Диаметр труб по ГОСТ 631-75		Замковая резьба	D	L	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	—	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	3-76	95	431	16
ЗН-108	89,0	—	3-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	3-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	—	3-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	3-86	108	431	20
ЗУ-120	—	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	—	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТБВК-89	—	3-101	118	454	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	ТБВК-140	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	ТБНК-89	3-102	120	468	20
ЗУК-146	ТБВК-114	ТБНК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТБВК-127	ТБНК-114	3-133	155	536	38

Примечания: 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется.

2. Обозначение замковой резьбы состоит из буквы З и целого значения большего диаметра основания конуса шпигеля.

Таблица 1.22

Размеры ниппелей замков ЗН, ЗШ, ЗУ (мм)

Типоразмер замка	Замковая резьба	D (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Наружный диаметр упорного уступа D_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Наружный диаметр уступа D_2 (предельное отклонение ± 1)	Диаметр цилиндрической выточки d_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_2 (справочный)	d_2 (предельное отклонение $\pm 0,6$)	L_1 (предельное отклонение $+30 -10$)	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем l_2 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Длина конуса под резьбу l_2 (предельное отклонение $+8$)	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	70	63,5	57,451	25	240	77	87	5,5
ЗН-95	3-76	95	91,0	86	76,2	70,151	32	260	90	100	7,5
ЗН-108	3-88	108	103,5	102	92,0	86,026	38	275			9,0
ЗН-113	3-88	113	108,0								10,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	127	117,5	111,426	58	305	110	120	16,0
ЗН-172	3-140	172	164,5	154	144,5	138,426	70	340	115	125	27,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	181	171,5	165,401	89	365	121	131	35,0
ЗШ-108	3-86	108	103,5	86	76,2	70,151	54	260	90	100	9,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	102	92,0	86,026	62	275			10,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	116	101,8	98,726	72	300	100	110	17,0
ЗШ-146	3-121	146	140,5	127	117,5	111,426	80	305	110	120	17,5
ЗШ-178	3-147	178	170,5	154	144,5	138,426	101	350	115	125	28,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	181	171,5	165,401	127	365	121	131	33,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	78	70,6	64,588	44	240	77	87	7,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	98	84,9	78,889	54	260			9,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	108	100,3	94,256	70	285	83	93	11,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	130	117,5	111,426	82	305	110	120	17,0
ЗУ-155	3-133	155	150,5	140	130,2	124,126	95	320			17,5
ЗУ-185	3-161	185	180,0	167	157,2	151,126	120	340	115	125	24,0

Примечание. Здесь и в табл. 1.27 допускается изготавливать ниппели замков с длинами, укороченными не более чем на 20 мм по сравнению с номинальной длиной, в количестве не более 3% замков от партии.

Таблица 1.23

Размеры муфт замков ЗН, ЗШ, ЗУ (мм)

Типоразмер замка	Замковая резьба	D (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Наружный диаметр упорного торца D_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Диаметр цилиндрической выточки d_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_2 (справочный)	d_4 (предельное отклонение $\pm 0,6$)	L_2 (предельное отклонение $+30$ -10)	Расстояние от торца до конца резьбы с полным L_1 профилем (предельное отклонение $+5$)	Длина конуса под резьбу L_2 (предельное отклонение $+8$)	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	63,5	57,451	36	240	77	87	6,5
ЗН-95	3-76	95	91,0	76,2	70,151	45	260			8,5
ЗН-108	3-88	108	103,5					90	100	11,0
ЗН-113	3-88	113	108,5	92,0	86,026	58	275			12,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	117,5	111,426	78	305	110	120	19,0
ЗН-172	3-140	172	164,5	144,5	138,426	98	340	115	125	31,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	171,5	165,401	122	365	121	131	41,0
ЗШ-108	3-86	108	103,5	76,2	70,151	54	260			11,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	92,0	86,026	62	275	90	100	12,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	104,8	98,726	72	300	100	110	20,0
ЗШ-146	3-121	146	140,5	117,5	111,426	80	305	110	120	20,5
ЗШ-178	3-147	178	170,5	144,5	138,426	101	350	115	125	33,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	171,5	165,401	127	365	121	131	40,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	70,6	64,588	44	240	77	87	8,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	84,9	78,889	54	260			11,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	100,3	94,256	78	285	83	93	13,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	117,5	111,426	95	305	110	120	20,0
ЗУ-155	3-133	155	150,5	130,2	124,126	105	320		125	21,5
ЗУ-185	3-161	185	180,0	157,2	151,126	132	340	115	125	29,0

Примечание. Здесь и в табл. 1.28 допускается изготовлять муфты замков с длинами, укороченными не более чем на 20 мм по сравнению с номинальной длиной, в количестве не более 3% замков от партии.

Таблица 1.24

Размеры nipples замков ЗШК, ЗУК (мм)

Типоразмер замка	Замковая резьба	Резьба для соединения с трубами	D (предельное отклонение ± 1)	Наружный диаметр упорного торца D_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	D_2 (предельное отклонение ± 1)	d_3 (предельное отклонение $\pm 0,6$)	L_1 (предельное отклонение $+30$ -10)	Масса, кг
ЗШК-118	3-101	ТТ82×5,08× ×1:32	118	114,0	100	62	275	10
ЗШК-133	3-108	ТТ94×5,08× ×1:32	133	127,5	115	72	310	15
ЗШК-178	3-147	ТТ132× ×5,08×1:32	178	170,5	156	101	350	29
ЗУК-108	3-86	ТТ78×5,08× ×1:32	108	103,5	94	54	260	8
ЗУК-120	3-102	ТТ94×5,08× ×1:32	120	116,0	110	70	285	9
ЗУК-146	3-146	ТТ107× ×5,08×1:32	146	140,5	125	82	310	16
ЗУК-155	3-133	ТТ122× ×5,08×1:32	155	150,5	140	95	325	17

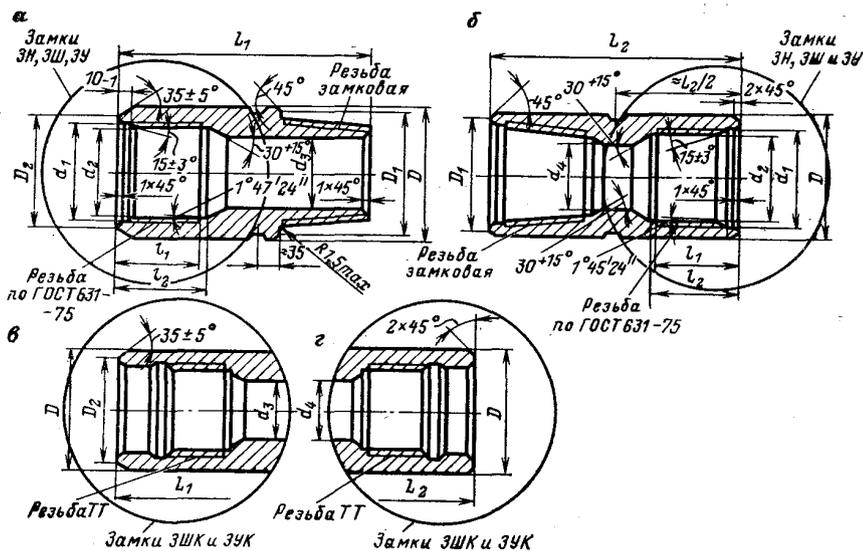


Рис. 1.16. Ниппели и муфты замков:

а, б — соответственно ниппель и муфта замка для присоединения к трубам типов 1, 2; в, г — соответственно ниппель и муфта замка для присоединения к трубам типов 3, 4

Размеры ниппелей замков должны соответствовать указанным на рис. 1.16, а и в табл. 1.22, а муфт — указанным на рис. 1.16, б и в табл. 1.23 (для замков ЗН, ЗШ, ЗУ) и на рис. 1.16, в, 1.16, г и в табл. 1.24, 1.25 (для замков ЗШК, ЗУК).

Размеры замковых соединений должны соответствовать указанным на рис. 1.17 и в табл. 1.26.

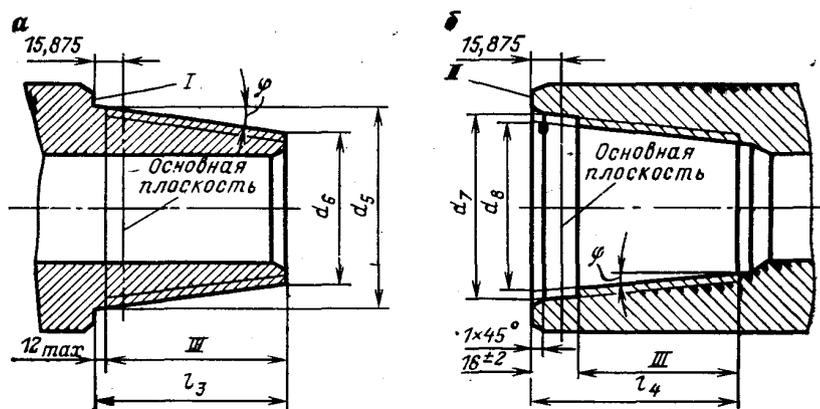


Рис. 1.17. Ниппель (а) и муфта (б) замка с замковой резьбой:

I — упорный уступ; II — упорный торец; III — длина резьбы с полным профилем

Таблица 1.25

Размеры муфт замков ЗШК, ЗУК (мм)

Типоразмер замка	Замковая резьба	Резьба для соединения замка с трубами	D (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Наружный диаметр упорного торца D ₁ (предельное отклонение $\pm 0,5$)	d ₁ (предельное отклонение $\pm 0,6$)	L ₂ (предельное отклонение $+30$ -10)	Масса, кг
ЗШК-118	З-101	ТТ82×5,08×1 : 32	118	114,0	62	275	12
ЗШК-133	З-108	ТТ94×5,08×1 : 32	133	127,5	72	310	17
ЗШК-178	З-147	ТТ132×5,08×1 : 32	178	170,5	101	350	32
ЗУК-108	З-86	ТТ78×5,08×1 : 32	108	103,5	54	260	9
ЗУК-120	З-102	ТТ94×5,08×1 : 32	120	116,0	70	285	11
ЗУК-146	З-122	ТТ107×5,08×1 : 32	146	140,5	82	310	20
ЗУК-155	З-133	ТТ122×5,08×1 : 32	155	150,5	95	325	21

Таблица 1.26

Размеры замковых резьбовых соединений (мм)

Замковая резьба	Число ниток на длине резьбы 25,4 мм	Конусность 2:цф	Форма профиля	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d _{cp}	Ниппель			Муфта		L ₄ не менее
					Диаметр большого основания конуса d ₅ (справочный)	Диаметр меньшего основания конуса d ₆ (справочный)	Длина конуса L ₃ (предельное отклонение -0,2)	Диаметр конической выточки в плоскости торца d ₇ (предельное отклонение $\pm 0,6$)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d ₈ (справочный)	
З-66	5	1:4	I	60,080	66,674	47,674	76	68,3	61,422	82
З-73	4	1:6	IV	67,767	73,047	60,380		77,8	67,779	
З-76	5	1:4	I	69,605	76,200	53,950	89	77,6	70,948	95
З-86	4	1:6	IV	80,848	86,128	71,295		87,7	80,860	
З-88	5	1:4	I	82,293	88,887	65,137	95	90,5	83,635	101
З-101	4	1:6	IV	94,844	101,438	77,688		102,8	96,186	
З-102	5	1:4	I	96,723	102,003	85,003	102	103,6	96,735	108
З-108	4	1:6	IV	103,429	108,709	89,709		114	110,3	
З-117	5	1:4	I	110,868	117,462	90,462	108	119,1	112,210	114
З-121	4	1:6	IV	115,113	121,709	96,209		102	123,8	
З-122	5	1:4	I	117,500	122,780	103,780	114	124,6	117,512	20
З-133	4	1:6	IV	128,059	133,339	114,339		134,9	128,071	
З-140	5	1:4	I	132,944	140,195	110,195	120	141,7	133,629	126
З-147	4	1:6	IV	142,011	147,949	126,782		150,0	141,363	
З-152	5	1:4	I	146,248	152,186	131,019	127	154,0	145,600	133
З-161	4	1:6	IV	155,981	161,920	140,753		163,8	155,334	
З-171	5	1:4	I	165,598	171,536	150,369	173,8	164,950		

Резьба. Форма и размеры профиля замковой резьбы (правой и левой) должны соответствовать указанным на рис. 1.18 и в табл. 1.27. Форма и размеры профиля трубной резьбы треугольного профиля (правой и левой) для соединения замка с бурильной трубой по ГОСТ 631—75 (типы 1, 2) соответствуют резьбе соединительных муфт по ГОСТ 631—75 (см. рис. 1.11, табл. 1.13). Фор-

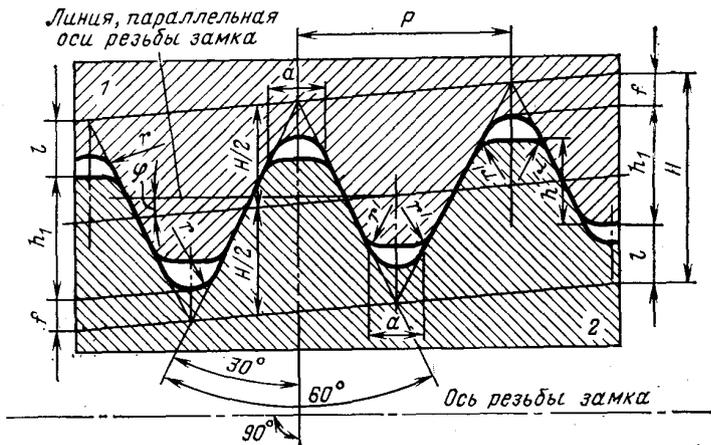


Рис. 1.18. Профиль замковой резьбы замков буровых труб:
1 — муфта; 2 — ниппель

ма и размеры профиля трубной трапецеидальной резьбы ТТ для соединения замка с буровой трубой по ГОСТ 631—75 (типы 3, 4) должны соответствовать указанным на рис. 1.19 и в табл. 1.16.

Таблица 1.27

Параметры профиля замковой резьбы (мм)

Параметры профиля резьбы	Размеры профиля			
	I	II	III	IV
	Число ниток на длине 25,4 мм			
	5	4		
Шаг резьбы P^{**}	5,080	6,350		
Конусность резьбы $2 \operatorname{tg} \varphi$	1 : 4		1 : 6	
Высота остроугольного профиля H	4,376	5,471	5,487	
Высота профиля резьбы h_1	2,993	3,742	3,735	3,095
Рабочая высота профиля h	2,626	3,283	3,293	2,634
Высота среза вершины l	0,875	1,094	1,097	1,427
Усечение впадины $f \sim$	0,508	0,635	0,965	
Площадка a^*	1,016	1,270	1,651	
Радиус закругления впадин r^*	0,508	0,635	0,965	
Радиус сопряжения r' , не более	0,38			
Угол уклона φ	7°7'30"		4°45'48"	

* Размеры приведены для проектирования резьбообразующего инструмента.

** P измеряется параллельно оси резьбы замка.

Рис. 1.19. Профиль трапециевидальной трубной резьбы ТТ замков бурильных труб типов 3, 4



Предельные отклонения замковой резьбы должны быть следующими:

Шага на длине резьбы 25,4 мм между двумя любыми нитками, мм	±0,05
Шага на всей длине резьбы, мм	±0,11
Половины угла профиля резьбы, мин	±30
Конусности на длине конуса 100 мм, мм:	
наружного и среднего диаметра резьбы ниппеля	+0,25
внутреннего и среднего диаметра резьбы муфты	-0,25

Предельные отклонения высоты профиля замковой резьбы должны соответствовать указанным на рис. 1.20 и в табл. 1.28. Предельные отклонения внутренней трубной треугольной резьбы зам-

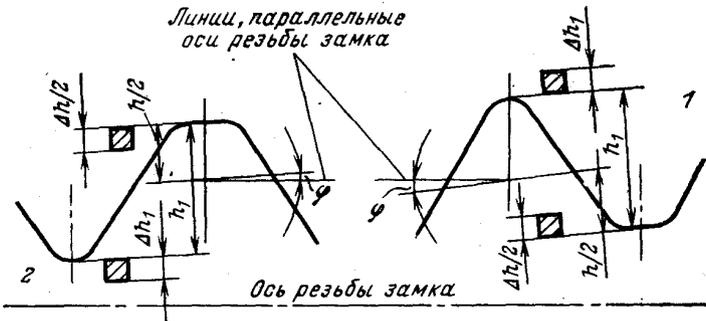


Рис. 1.20. Схема расположения допусков при контроле высоты профиля замковой резьбы:

1 — муфта; 2 — ниппель

Таблица 1.28

Предельные отклонения параметров профиля резьбы (мм)

Шаг резьбы	Предельные отклонения высоты профиля резьбы ниппеля и муфты	
	$\Delta \frac{h}{2}$	Δh_1
5,08	-0,12	+0,08
6,35	-0,18	+0,12

Примечание. Предельные отклонения, указанные в таблице, являются исходными для проектирования резьбообразующего инструмента и факультативными для изделий.

ка для соединения с трубой соответствуют отклонениям резьбы соединительной муфты по ГОСТ 631—75 (см. табл. 1.16).

Предельные отклонения трубной трапецеидальной резьбы ТТ должны быть следующими:

Шага на длине 25,4 мм между двумя любыми нитками, мм	$\pm 0,05$
Шага на всей длине резьбы, мм	$\pm 0,10$
Половины угла профиля резьбы, мин	± 45
Конусности на длине конуса 65 мм по внутреннему и наружному диаметрам, мм	$-0,20$
Предельные отклонения конусности конической расточки на всей длине, мм	$\pm 0,05$

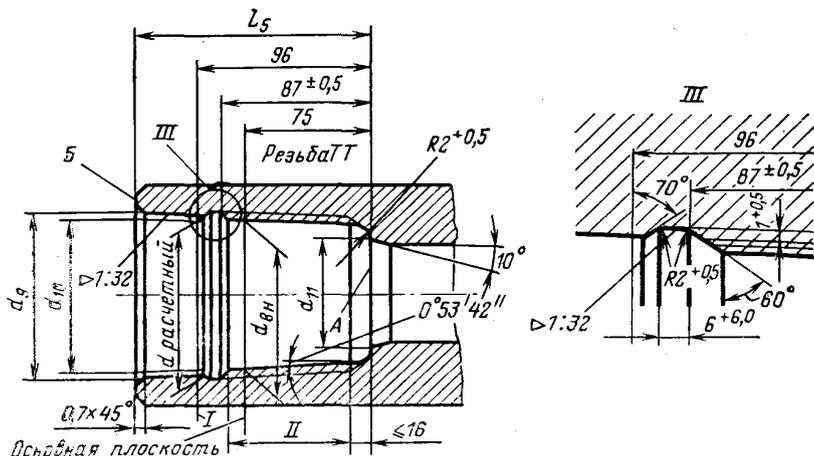


Рис. 1.21. Размеры nippleйной и муфтовой частей замков ЗШК, ЗУК для соединения с бурильными трубами типов 3, 4:

I — расчетная плоскость уплотнения; II — длина резьбы с полным профилем

Таблица 1.29

Размеры резьбы ТТ (мм)

Резьба	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Диаметр конической расточки в расчетной плоскости уплотнения $d_{расч}$	Диаметр конической расточки в плоскости торца d_6 (справочный)	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_{10} (справочный)	d_{11} (предельное отклонение $\pm 0,5$)	l_4 (предельное отклонение $\pm 0,3$)
ТТ78×5,08×1 : 32	78,35	84,25	85,375	80,131	55	132
ТТ82×5,08×1 : 32	82,34	88,24	89,369	84,121	63	
ТТ94×5,08×1 : 32	94,31	100,21	101,335	96,091	73	
ТТ107×5,08×1 : 32	107,29	113,19	114,565	109,321	83	
ТТ122×5,08×1 : 32	122,25	128,15	129,525	124,281	96	
ТТ132×5,08×1 : 32	132,23	138,13	139,505	134,261	102	140

Примечание. Обозначение трубной трапецеидальной резьбы определяется буквами ТТ, внутренним диаметром резьбы в основной плоскости ($d_{вн}$) в целых числах (без дробных долей), шагом и конусностью резьбы.

Размеры концов ниппеля и муфты с трубной трапецеидальной резьбой ТТ должны соответствовать указанным на рис. 1.21 и в табл. 1.29.

Технические требования к замкам

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление разрыву σ_b , МПа	882
Предел текучести σ_T , МПа	735
Относительное удлинение δ , %	10
Относительное сужение ψ , %	45
Ударная вязкость КСV, кДж/м ²	686
Твердость по Бринеллю НВ	285—341

При необходимости получения более высоких механических свойств (σ_b , σ_T) рекомендуется изготавливать замки размером свыше 120 мм из стали марки 40ХМ1ФА ($\sigma_T < 882$ МПа) и стали марки 38ХНЗМФА ($\sigma_T = 882 \div 1078$ МПа).

На наружной и внутренней поверхности замка не должно быть трещин, волосин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов. Маркировка на этих поверхностях не допускается. Отклонения от перпендикулярности упорных торцов ниппеля и муфты к оси замковой резьбы не должны быть более 0,10 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих поверхностей — не более 0,07 мм.

Отклонения от перпендикулярности торцов А и Б (см. рис. 1.21) к оси резьбы ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов — 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба ТТ и трубная резьба треугольного профиля должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, прочность и герметичность резьбы.

Параметры шероховатости поверхности замковой резьбы и резьбы ТТ должны быть $R_z \leq 20$ мкм по ГОСТ 2789—73.

Заходная нитка замковой резьбы ниппеля и муфты должна быть притуплена до основания профиля или выполнена в виде скоса под углом $30^\circ - 3^\circ$ к оси резьбы.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,6 мм в плоскости торца и 1,75 мм на длине 1 м. Несоосность осей конической выточки замковой резьбы и цилиндрической выточки трубной треугольной резьбы не должна быть более 0,6 мм. Несоосность осей резьбы ТТ и конической расточки концов замков ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

Разностенность ниппеля у торца конуса (размер d_6 , см. рис. 1.17) не должна превышать для замков ЗШ-108, ЗШ-118, ЗШ-133,

ЗШ-146, ЗУ-108, ЗУ-86, ЗУ-120, ЗУ-146, ЗУ-155, ЗУК-108, ЗШК-118, ЗШК-133, ЗУК-120, ЗУК-146 и ЗУК-155 — 1,5 мм и 2 мм — для остальных.

Резьбы замков и конические расточки должны быть фосфатированы.

На ниппелях и муфтах протачивается поясok для маркировки, а на левых замках — второй опознавательный поясok. Правые и левые ниппели и муфты замков ЗУ-120, ЗУ-155, ЗУК-120 и ЗУК-155 должны иметь опознавательную лунку. Замок ЗУК-155 заменен на ЗУК-162 (по ТУ 26-02-1026—86).

Маркировка и транспортировка

На ниппеле и муфте каждого замка на поясах для маркировки должна быть нанесена маркировка: товарный знак завода-изготовителя; типоразмер замка; дата выпуска (месяц, год), ГОСТ 5286—75.

Резьба замков, поверхности конических расточек и упорные уступы (торцы) для предохранения от коррозии покрываются смазкой по ГОСТ 9.014—78. Резьба и упорные торцы при транспортировке должны быть предохранены от повреждений.

Каждая партия замков, а также ниппелей и муфт сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие ГОСТ 5286—75.

Для повышения износостойкости и прочности применяются высокопрочные замки ЗШК-178В с пределом текучести 980 МПа, с резьбой повышенной износостойкости МК $148 \times 7,257 \times 1:6$ — ЗШК-178М (ТУ 26-02-989—84).

Трубы бурильные с приваренными замками

Трубы бурильные с приваренными замками выпускаются по ТУ 14-3-1293—84 и по ТУ 14-3-1187—83. Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293—84: ПК $114 \times 8,56$; ПК $127 \times 9,19$.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ-14-3-1293—84 должны соответствовать указанным на рис. 1.22 и в табл. 1.30.

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки. На поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин.

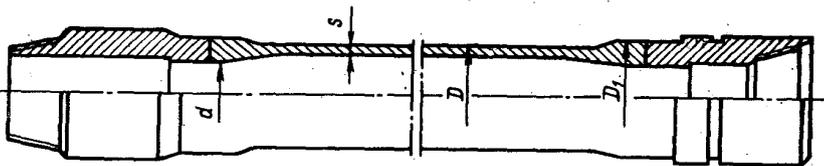


Рис. 1.22. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ-14-3-1293—84

Таблица 1.30

Размеры труб с приваренными замками (мм)

Условный наружный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки S	Наружный диаметр высадки D_1	Внутренний диаметр высадки d	Теоретическая масса, кг	
					1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы за счет высадки обонх концов
73	73,0	9,19	81,0	50,8	14,48	2,8
89	88,9	9,35	98,4	65,1	18,34	4,63
102	101,6	8,38	106,4	68,3	19,26	4,0
114	114,3	8,56	119,1	76,2	22,31	3,95
114	114,3	10,92	119,1	69,8	27,84	7,99
127	127,0	9,19	130,2	88,9	26,71	7,63
127	127,0	12,70	130,2	76,2	35,79	6,99

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 1.31.

Размеры труб по ТУ 14-3-1187—83 приведены на рис. 1.23 и в табл. 1.35.

Таблица 1.31

Механические свойства металла труб

Группа прочности	Временные сопротивления разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, кДж/м ²	Относительное сужение после разрыва, %
Д	655	379	16	690	50
Е	689	516	14	690	50
Л	723	655	14	690	50
М	792	723	12	690	45
Р	999	930	12	690	45

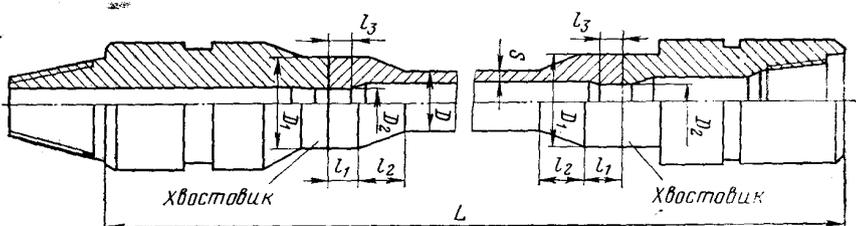


Рис. 1.23. Труба буровая с приваренными замками по ТУ-14-3-1187—83

Таблица 1.32
Размеры труб с комбинированной высадкой (мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки s	Высаженная часть трубы						Длина готовой трубы после приварки замков L	Расчетная масса, кг		
			наружный диаметр D_1	внутренний диаметр D_2	длина цилиндрической части l_1	длина переходной части l_2	длина цилиндрической части l_3	1 м гладкой трубы		увеличение массы трубы вследствие высадки концов	комплекта замков	
114	114,3	9	123	92	30	25	30	12700	23,3	6,8	51,5	
127	127	9	135	104	30	25	30	12700	26,2	7,0	62,5	
Предельное отклонение	$\pm 1,0\%$	$-12,5\%$	± 1	± 1	—	—	—	—900	—	—	—	

Примечание: 1. Допускается увеличение наружного диаметра гладкой части трубы до 1 мм за высаженной частью на длине 125 мм.
2. Допускается поставка труб длиной 8700—700 мм в количестве не более 20% от заказа.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженной части труб и места перехода от высаженной части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок, переход от высаженной части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженной части труб (до приварки замков) на длине 40 мм от торца незаполнение металлом не допускается; на длине более 40 мм допускается одно пологое незаполнение металлом шириной не более 40 мм.

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке с целью удаления облоя; торцы труб должны быть механически обработаны.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекося осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Зона сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке. Грат при сварке должен быть полностью удален с наружной и внутренней поверхностей. Шероховатость поверхностей не должна превышать $R_z 80$.

Твердость в зонах сварного соединения и термического влияния должна быть не более 341 НВ.

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа, проверке механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание аналогичны приведенным в ГОСТ 631—75.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения и твердость в зонах сварного шва и термического влияния должны быть проверены на одной трубе из партии.

Результатом испытания считается среднеарифметическое значение величин, полученных при испытании трех образцов от каждого конца. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10% ниже нормативного требования.

Замки для приварки к бурильным трубам

Замки (ниппели и муфты) для приварки к трубам по ТУ 14-3-1293—84 изготавливаются по ТУ 39-10-082—84, а к трубам по ТУ 14-3-1187—83 согласно ТУ 26-02-964—83.

Размеры ниппелей и муфт по ТУ 39-10-082—84 приводятся на рис. 1.24 и табл. 1.33.

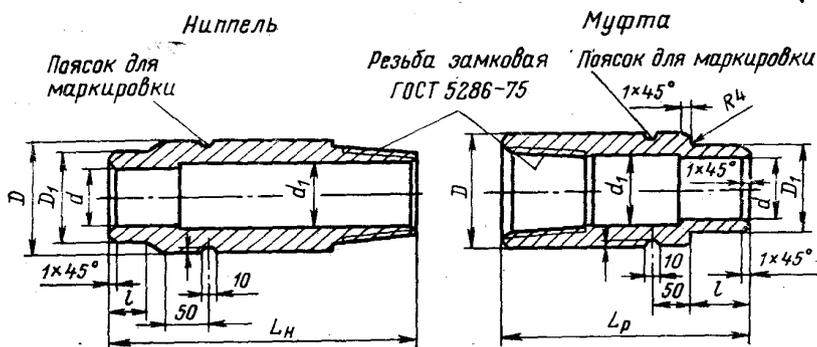


Рис. 1.24. Ниппеля и муфты по ТУ-39-10-082—84

Таблица 1.33

Размеры ниппелей и муфт (мм)

Условный наружный диаметр трубы	Наружный диаметр ниппеля и муфты $D_{\pm 0,4}$	Внутренний диаметр		Длина цилиндрического конца $\pm 0,3$	Замковая резьба	Длина ниппеля $L_n \pm 10$	Длина муфты $L_p \pm 10$	Труба, к которой привариваются замки	Масса одного комплекта замка (ниппель и муфта), кг
		d	d_1						
73	104,8	50,0	52,0	58,3	3-86	326,7	298,6	73×9,19	25,1
89	127,0	64,3	66,3	58,3	3-102	364,8	336,7	89×9,35	40,0
102	133,4	67,5	69,5	63,0	3-108	357,1	324,0	102×8,38	41,9
114	158,8	75,4	77,4	63,0	3-122	357,1	324,0	114×8,56	60,7
114	158,8	69,1	71,1	63,0	3-122	357,1	324,0	114×10,92	63,8
127	161,9	88,1	90,1	63,0	3-133	357,1	324,0	127×9,19	59,1
127	165,1	75,4	77,4	63,0	3-133	357,1	324,0	127×12,7	68,2

Таблица 1.34

Механические свойства материала замков

Марка стали	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кДж/м ²	Твердость по Бринеллю НВ
	не менее					
40ХМФА	981	832	13	55	980	285—355

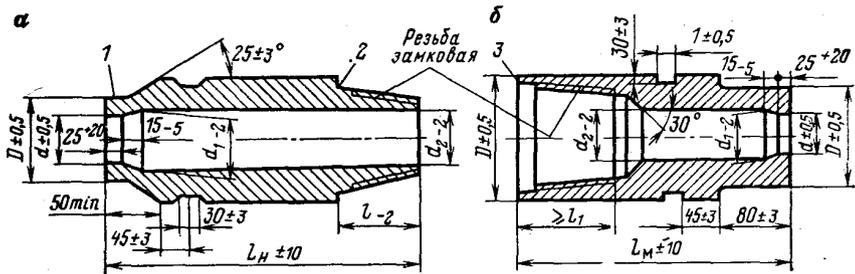


Рис. 1.25. Ниппеля (а) и муфты (б) по ТУ 26-02-964—83

1 — хвостовик; 2 — упорный уступ; 3 — упорный торец

Механические свойства материала замков указаны в табл. 1.34.

Для труб групп прочности Д и Е допускается изготовление замков из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75. Замки к трубам по ТУ 14-3-1187—83 выпускаются по ТУ 26-02-964—83. Размеры, допускаемые отклонения и масса замков должны соответствовать рис. 1.25 и табл. 1.35.

Таблица 1.35

Размеры замков (в мм)

Условный наружный диаметр трубы	Типоразмер замка	Обозначение замковой резьбы	Наружный диаметр, D	Диаметр хвостовика		Внутренний диаметр d ₁
				наружный D ₁	внутренний d	
114	ЗП-114	3-133	155	127	89	95
127	ЗП-127	3-147	170	140	101	107

Продолжение таблицы 1.35

Внутренний диаметр d ₂	Ниппель			Муфта		
	длина конуса l	длина ниппеля L _н	масса теоретическая, кг	длина конуса l ₁	длина муфты L _м	масса теоретическая, кг
98	114	440	31,4	120	340	24,5
110	127	440	36,7	133	340	27,8

Требования к замковой резьбе, допускаемым отклонениям элементов, чистоте поверхности, методам контроля должны соответствовать ГОСТ 5286—75. Правила приемки и методы испытаний замков также должны соответствовать требованиям ГОСТ 5286—75.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75.

На наружной цилиндрической поверхности ниппеля и муфт допускаются местные черновины от окалины, на внутренней поверхности черновины допускаются местные увеличения диаметра до 3 мм и не более 1 мм на участке резьбы. Разностенность ниппеля в плоскости торца малого основания конуса замковой резьбы не должна превышать 1,5 мм для замков ЗП—114 и 2,0 мм для замков ЗП—127.

Перекас осей замковой резьбы и наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должен быть больше 1,75 мм на длине 1 мм.

Несоосность наружной и внутренней поверхностей хвостовика муфты или ниппеля относительно наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должна превышать 0,4 мм в плоскости торца.

На торцах хвостовиков окалина не допускается. Средний ресурс до списания 500 циклов свинчивания-развинчивания. Каждая партия замков поставляется комплектно, резьба замковая покрывается антикоррозионной смазкой (например, К-17 по ГОСТ 10877—76).

Партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям технических условий. Замковые детали подвергаются проверке механических свойств — на растяжение, на ударную вязкость.

Испытание на растяжение производится по ГОСТ 10006—80, а испытание на ударную вязкость по ГОСТ 9454—78.

Эксплуатация замков должна вестись согласно инструкции по эксплуатации. В процессе эксплуатации допускается до трех ремонтов замковой резьбы.

Трубы бурильные геологоразведочные и муфты к ним

Трубы выпускаются по ГОСТ 7909—56 и применяются в основном в геологоразведочном колонковом бурении. Размеры труб со-

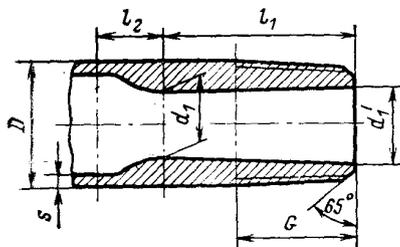


Рис. 1.26. Труба с внутренней высадкой

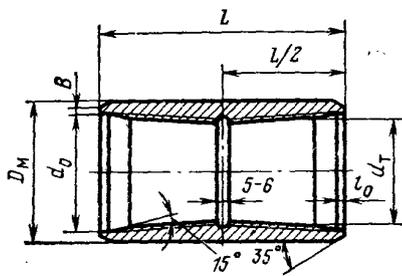


Рис. 1.27. Муфта к трубам

ответствуют величинам, приведенным на рис. 1.26 и в табл. 1.36, а размеры муфт — на рис. 1.27 и в табл. 1.37.

Трубы изготавливаются с высаженными внутрь концами. Внутренняя поверхность высаженной части труб и переходная часть не должны иметь резких уступов. Овальность труб не должна выводить наружный диаметр за пределы допускаемых отклонений.

Таблица 1.36

Размеры труб с высаженными внутрь концами для геологоразведочного бурения (мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр у торца d_1	Внутренний диаметр у конца высадки d_2	Длина по переходной части l_1 , не менее	Длина переходной части l_2	Длина резьбы G	Длина трубы		Теоретическая масса, кг	
							номинальная	допускаемое отклонение	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы за счет высадки обожков
42±0,45	5,0 ^{+0,6} _{-0,5}	25	22	100	20	50	1500 3000 4500		4,56	0,65
50±0,45	5,5 ^{+0,66} _{-0,55}	32	28	110	25	55	1500 3000 4500	+100 -50	6,04	0,96
63,5±0,65	6,0 ^{+0,72} _{-0,6}	45	40	120	30	60	3000 4500 6000		8,51	1,57

Примечания: 1. На концах труб на длине не более 100 мм от высадки допускается уменьшение наружного диаметра не более чем на 0,5 мм.

2. Допускаемые отклонения для внутреннего диаметра высаженной части труб: $\begin{matrix} +1 \\ -2 \end{matrix}$ мм, причем у торца труб минусовый допуск ограничивается размером d_1 .

Таблица 1.37

Размеры муфт к трубам с высаженными внутрь концами для геологоразведочного бурения (мм)

Наружный диаметр трубы	Наружный диаметр муфты D_M	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_T	Диаметр выточки		Глубина выточки l_0	Ширина торцовой плоскости B	Длина L		Масса муфты, кг
			номинальный d_0	допускаемое отклонение			номинальная	допускаемое отклонение	
42	57 ^{+0,9} _{-0,6}	39,667	44		3	4	130		1,4
50	65 ^{+1,0} _{-0,7}	47,667	52	+0,5	3	4	140	±3	1,7
63,5	83 ^{+1,2} _{-0,8}	60,421	65		5	6	150		2,9

Разностенность труб по всей длине не должна приводить к увеличению толщины стенки сверх допускаемых отклонений.

Кривизна труб не должна превышать 1 мм на 1 м; прямолинейность труб проверяется линейкой на любом участке трубы длиной не менее 1 м. Трубы изготавливают из сталей марок 36Г2С, 40Г, 30ХГС и из стали группы прочности Д.

Примеры условных обозначений труб и муфт к ним:

труба нормализованная из стали марки 36Г2С с наружным диаметром 50 мм — труба 50-36Г2С ГОСТ 7909—56;

труба закаленная из той же стали — труба 50К-36Г2С ГОСТ 7909—56.

Трубы из стали группы прочности Д поставляют нормализованными; трубы, изготовленные из стали марки 36Г2С, — нормализованными или закаленными с высоким отпускком, а трубы из стали марок 40Х и 30ХГС — закаленными с высоким отпускком.

Муфты изготавливают из стали марки 36Г2С и из стали группы прочности Д.

Механические свойства труб приведены в табл. 1.38.

Нормы механических свойств закаленных труб устанавливаются по соглашению сторон.

На концах труб нарезается резьба. Профиль и размеры резьбы (правой и левой) труб и муфт должны соответствовать рис. 1.11 и табл. 1.39.

Размеры резьбовых соединений должны соответствовать рис. 1.28 и табл. 1.40.

Таблица 1.38
Механические свойства материала труб

Параметры	Трубы из стали группы прочности Д	Трубы из стали марки 36Г2С
Временное сопротивление разрыву, МПа	637	686
Предел текучести, МПа	373	490
Относительное удлинение δ_5 , %	16	12

Таблица 1.39

Размеры параметров профиля резьбы труб для геологоразведочного бурения (мм)

Параметры резьбы	Число витков на длине 25,4 мм	
	10	8
Шаг резьбы P	2,54	3,175
Глубина h_1	1,412	1,810
Рабочая высота профиля h	1,336	1,734
Радиусы закругления:		
r	0,432	0,508
r_1	0,356	0,432
Зазор z	0,076	0,076
Угол уклона ϕ	1°47'24"	
Конусность $2 \operatorname{tg} \phi$	1 : 16	

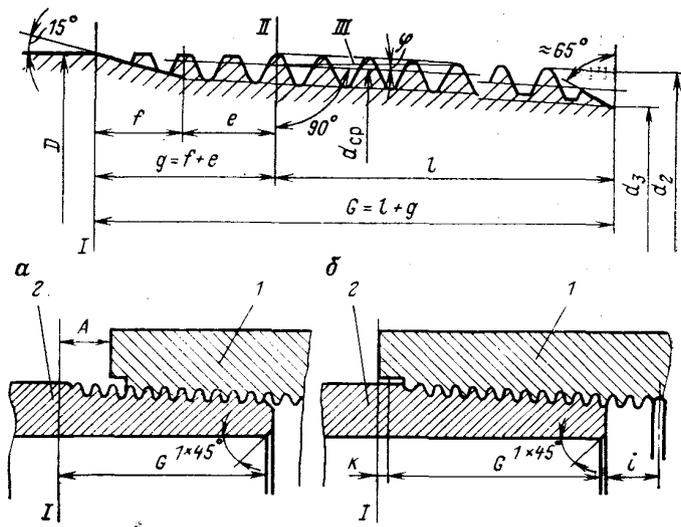


Рис. 1.28. Размеры резьбовых соединений:
 а — соединение, свинченное вручную; б — соединение, свинченное на станке; 1 — муфта; 2 — труба; I — конец сбега резьбы; II — основная плоскость; III — линия, параллельная осн резьбы

Резьба муфт должна быть оцинкована, чистота поверхности резьбы должна быть не менее 5-го класса. Отклонение соосности резьб обоих концов муфт не должно превышать 0,5 мм в плоскости любого торца и 1,5 мм на длине 1 м.

Трубы поставляют с навинченными на один конец муфтами. Трубы из стали группы прочности Д комплектуют муфтами из стали той же группы прочности. Трубы из сталей марок 36Г2С, 40Х и 30ХГС комплектуют муфтами из стали марки 36Г2С.

Таблица 1.40

Размеры резьбовых соединений труб для геологоразведочного бурения (мм)

Наружный диаметр трубы D	Число витков на длине 25,4 мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d _{ср}	Диаметр резьбы у торца трубы		Длина резьбы	Длина резьбы				Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы при свинчивании от руки А	Переход торца муфты за конец сбега резьбы при свинчивании на станке К	
			наружный d ₂	внутренний d ₃		общая (до конца сбега резьбы) G	до основной плоскости с полным профилем I	от основной плоскости до конца сбега резьбы g	со срезанными вершинами e			сбег резьбы f
42	10	40,664	39,621	36,797	50	38,07						
50	10	48,664	47,308	44,484	55	43,07	11,93	6,85	5,08	6,5	1,5±1,9	
63,5	8	61,786	60,700	57,080	60	45,07	14,93	8,58	6,35	9	1,5±2,4	

Примечание. Размеры d₂, d₃, e, f приведены как справочные.

На каждой трубе на расстоянии не более 90 мм от одного из концов должны быть поставлены четкие клейма завода-изготовителя и указан размер наружного диаметра. Каждая партия труб и муфт должна сопровождаться сертификатом.

Замки для геологоразведочных бурильных труб диаметром 50 мм

Изготавливают и поставляют замки по ГОСТ 7918—75. Замок для бурильных труб состоит из nipples и муфты (рис. 1.29, 1.30), соединенных конической замковой резьбой. Замки выпускаются с правой и левой резьбой.

По заказу потребителя муфты замков должны изготавливаться с кольцевой проточкой вместо прорезей «под ключ» со стороны замковой резьбы. Размеры проточки, выполняемой на расстоянии 80 мм от опорного торца муфты, равны 50×55 мм.

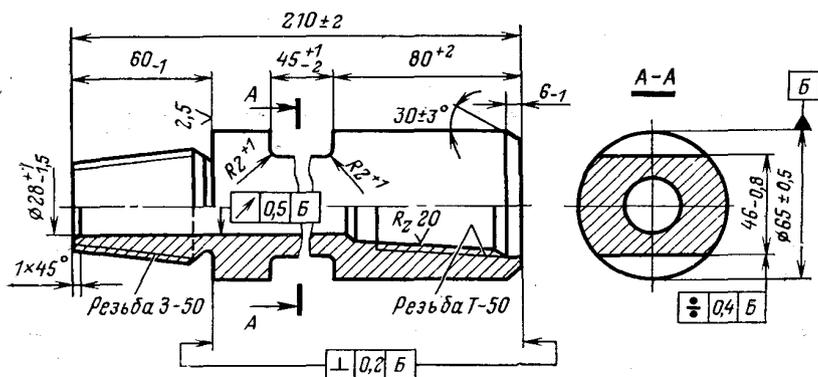


Рис. 1.29. Ниппель замка

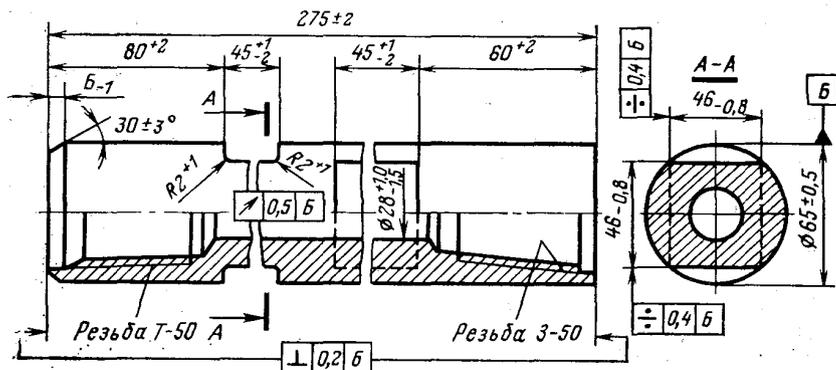


Рис. 1.30. Муфта замка

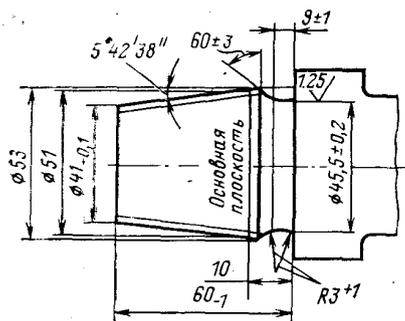


Рис. 1.31. Замковая резьба ниппеля

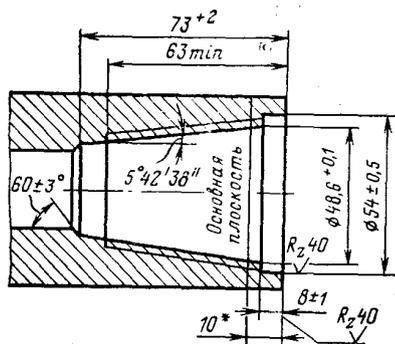


Рис. 1.32. Замковая резьба муфты

Размеры замковой резьбы ниппеля и муфты должны соответствовать указанным на рис. 1.31, 1.32, а профиль — на рис. 1.18 и в табл. 1.41. Размеры трубной резьбы ниппеля и муфты должны соответствовать указанным на рис. 1.33 и в табл. 1.39 для шага 2,54 мм, а профиль — на рис. 1.11. Допускается изготовление трубной резьбы раструба с плоским срезом вершин (при этом h_1 уменьшается до $1,2 \pm 0,1$). Все остальные размеры профиля полностью соответствуют приведенным на рис. 1.11.

Шероховатость боковых сторон витков, закруглений вершин и впадин $R_z \leq 20$ мкм, шероховатость плоскосрезанных вершин $R_z \leq 40$ мкм.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН, механические свойства которой после термообработки должны быть не ниже следующих:

Таблица 1.41

Размеры параметров профиля замковой резьбы труб для геологоразведочного бурения

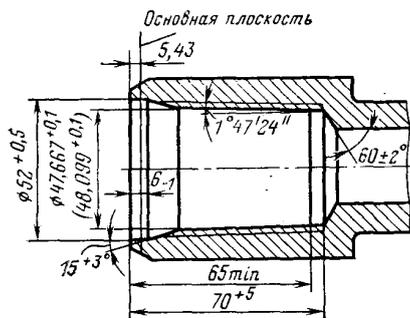


Рис. 1.33. Резьба ниппеля и муфты для соединения с трубой

Параметры резьбы	Размеры, мм
Число витков на длине 25,4 мм	6
Шаг резьбы P	4,233
Высота остроугольного профиля H	3,654
Глубина резьбы h_1	2,5
Рабочая высота профиля h	2,192
Радиус закругления r	0,423
Высота среза вершин e	0,731
Усечение впадины f	0,423
Угол наклона ϕ	5°42'38"
Конусность 2 tg ϕ	1 : 5

Временное сопротивление, МПа	882
Предел текучести, МПа	686
Относительное удлинение, %	15
Относительное сужение, %	50
Ударная вязкость при 20°C, кДж/м ²	1170
Твердость HRC (HB)	26(262)

Наружная поверхность ниппелей и муфт подвергается индукционной термообработке на глубину 1,5—2,5 мм до твердости HRC 48. Участки вблизи торцов замковой резьбы не термообрабатываются.

Замковые резьбы 3-50 ниппелей и муфт должны быть подвергнуты индукционной термообработке на глубину 3,3—5 мм от вершины резьбы до твердости HRC 48—56 на длине 47 мм.

Проточки и впадины замковой резьбы ниппелей обкатываются для сглаживания микронеровностей. После обкатки шероховатость $R_a \leq 1,25$ мкм.

Отклонение от соосности резьб каждой детали не должно превышать 0,1 мм на 100 мм длины. Расстояние между упорным торцом муфты и упорным уступом ниппеля замка, свинченного вручную, должно быть не более 0,5 мм.

На замках не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Ниппеля и раструбы должны быть оцинкованы или фосфатированы (толщина цинкового покрытия 15—24 мкм).

Замки должны иметь следующие показатели надежности: средний ресурс, характеризующий количество циклов механизированного свинчивания-развинчивания, $T_{ср}$ не менее 800 циклов; вероятность безотказной работы — 0,98 (по отказам в скважине). Приемосдаточным испытаниям подвергают 0,5% замков от партии, но не менее 5. Проверку показателей надежности проводят не менее чем на 50 замках.

Замковая резьба ниппеля должна проверяться калибр-кольцом, а резьба каждой муфты — калибр-пробкой по ГОСТ 8392—75. На лысках ниппеля и муфты наносится: товарный знак предприятия-изготовителя; условное обозначение замка; год и месяц выпуска; обозначение стандарта.

Трубы бурильные геологоразведочные с приваренными замками

Трубы изготавливаются по ТУ 26-02-518—73, которые распространяются на бурильные геологоразведочные трубы с приваренными трением замками (ТБПВТ), и предназначаются для работы в умеренной климатической зоне по ГОСТ 16350—80. Трубы выпускаются двух видов — с армированной и неармированной наружной поверхностью привариваемого замка (рис. 1.34).

Трубы изготавливаются с приваренными замками, имеющими правую или левую резьбу. Трубы с армированными замками производятся только с правой резьбой.

Трубы ТБПВТ изготавливаются из стали групп прочности Д и К, длиной L , равной 3,0; 4,5 и 6,0 м.

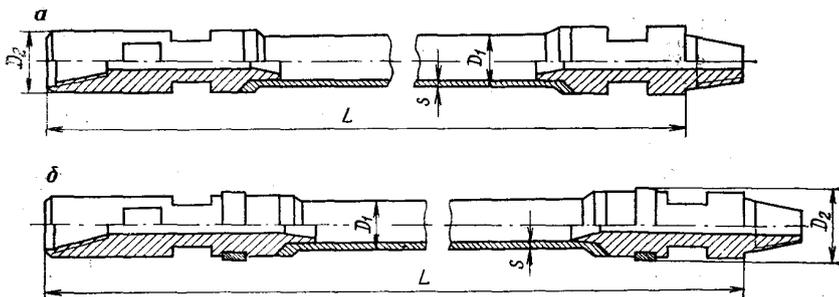


Рис. 1.34. Труба бурильная геологоразведочная с приваренными замками (ТБПВТ):

a — труба без армированного пояса; *b* — труба с армированным пояском

Условное обозначение трубы диаметром 60 мм, группы прочности Д: труба ТБПВТ 60×5-Д ТУ 26-02-518—73, той же трубы с армированным замком: труба ТБПВТ-Ар-60×5-Д ТУ 26-02-518—73.

Основные параметры и размеры труб приведены в табл. 1.42.

Трубная заготовка под приварку замков должна соответствовать требованиям ТУ 14-3-40—71 для труб диаметром 50 мм и ТУ 14-3-123—73 для труб диаметром 60 мм.

Механические свойства труб соответствуют приведенным в табл. 1.38. Детали сваривают на машине типа МСТ-41-3. В сварном соединении переход от высадки к телу трубы должен быть плавным.

Сварной шов подвергается нормализации нагревом токами высокой частоты. Временное сопротивление сварного шва после термообработки не должно быть ниже временного сопротивления, предусмотренного для тела трубы соответствующей группы прочности (для труб группы прочности Д — 637 МПа, а для труб группы прочности К — 686 МПа). Грат, образующийся при сварке на наружной поверхности трубы, необходимо удалять. После удаления грата на поверхности трубы не должно быть уступов и подрезов. Сварные швы не должны иметь черновин, трещин, раковин,

Таблица 1.42

Основные параметры и размеры труб

Параметры	ТБПВТ 50×5,5	ТБПВТ 60×5	ТБПВТ-Ар-50× ×5,5	ТБПВТ-Ар-60× ×5
Условный диаметр трубы, мм	50	60	50	60
Диаметр трубы D_1 , мм	50	60,3	50	60,3
Диаметр трубы D_2 , мм	65	67	67	69
Толщина стенки трубы s , мм	5,5	5	5,5	5
Масса трубы, кг	25,5	27,3	26,8	28,7
	34,5	38,4	35,8	39,8
	43,5	48,6	44,8	50,0

шлаковых включений и других пороков, влияющих на прочность труб в местах сварки. Наружную поверхность сварного шва и зону перехода от тела к высадке после удаления грата подвергают поверхностному упрочнению обкаткой роликом.

Геометрические оси тела трубы и приваренных замков должны совпадать. Параллельное смещение осей должно быть $\leq 0,65$, а перекося осей $\leq 3,5$ мм на длине 1 м. Допускаемые отклонения по размерам и масса труб должны соответствовать требованиям ТУ 14-3-40-71 и ТУ 14-3-123-73. По длине трубы допускаются отклонения: для труб длиной 3,0—4,50 м ± 100 мм, для труб длиной 6,0 ± 150 мм.

Предел выносливости сварных соединений и тела труб должен быть не менее 120 МПа.

Механические свойства материала труб определяются путем испытания на растяжение образцов, вырезанных из труб, согласно ГОСТ 1497-84 и ГОСТ 10006-80.

Трубы с приваренными замками должны подвергаться испытанию на растяжение до полного разрушения. Испытанию подвергаются не менее 0,5% труб от партии — 200—500 труб одного типоразмера. Для проверки прочности сварного шва каждая труба подвергается растяжению в течение 1 мин следующей испытательной нагрузкой (кН):

ТБПВТ 50×5,5 Д	200
ТБПВТ 50×5,5 К	270
ТБПВТ 60×5 Д	250
ТБПВТ 60×5 К	330
ТБПВТ Ар-50×5,5 Д	200
ТБПВТ Ар-50×5,5 К	270
ТБПВТ Ар-60×5 Д	250
ТБПВТ Ар-60×5 К	330

После испытания в сварном шве не должно быть трещин, расслоений и других повреждений.

На лыске раструба замка наносятся: товарный знак завода-изготовителя, шифр трубы, длина трубы, дата выпуска. Трубы упаковываются в пакеты, масса которых не должна превышать 1,5 т.

Резьбы ниппелей и раструбов должны быть предохранены от механических повреждений соответственно колпачками и пробками. Трубы хранят по условию жесткой группы (ГОСТ 15150-69).

Эксплуатация труб должна проводиться в соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации геологоразведочных буровых колонн Мингеологии СССР. Рекламация за некачественное изготовление труб может быть предъявлена в течение 18 мес со дня отгрузки труб с завода, но не более 10 дней со дня аварии.

Трубы изготавливаются на заводе им. Сардарова (Баку).

Замки для приварки к трубам буровым геологоразведочным ТБПВТ

Замки к трубам ТБПВТ выпускаются в соответствии с ТУ 26-02-517-73. Замки предназначены для приварки их способом тре-

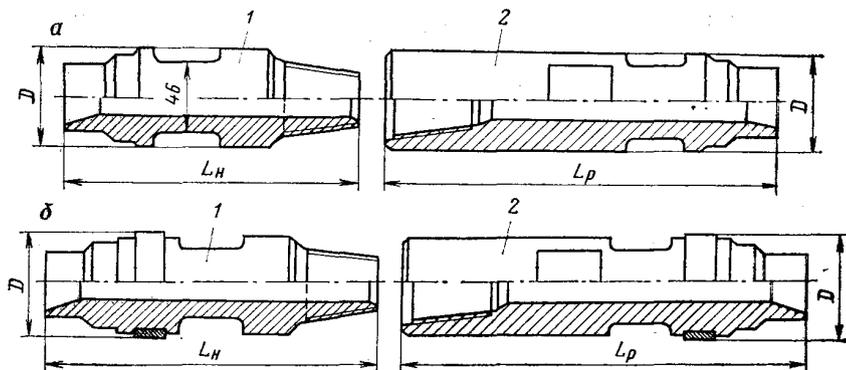


Рис. 1.35. Замки для труб ТБПВТ:

а — замок без армированного пояса; б — замок с армированным пояском; 1 — ниппель; 2 — раструба

Таблица 1.43

Основные параметры и размеры замков

Параметры	Шифр трубы с приваренными замками по ТУ 26-02-518-73			
	ТБПВТ 50×55	ТБПВТ 60×5	ТБПВТ 50×5.5	ТБПВТ 60×5
Тип замка	Без армированного пояса		С армированным пояском	
Наружный диаметр D , мм	65	67	67	69
Длина замка, мм:				
раструба L_p	280	280	305	305
ниппеля L_n	210	210	240	240
Масса, кг	7,5	7,8	8,8	9,2

Примечания: 1. Материал замка — сталь марки 40ХН (ГОСТ 4543-71).
2. Присоединительная резьба — 3-50 (ГОСТ 7918-75).

ния к бурильным трубам по ТУ 26-02-518-73 и для работы в умеренной климатической зоне по ГОСТ 16350-80.

Замки выпускаются как с армированной, так и с неармированной поверхностью. Основные параметры и размеры замков приведены на рис. 1.35 и в табл. 1.43. Замок состоит из двух деталей — ниппеля и раструба.

Замки без армированных поясков изготавливаются с правой и левой резьбой. Замки с армированными поясками — только с правой резьбой.

Механические свойства материалов деталей замка после термобработки должны быть не ниже следующих:

Предел текучести при растяжении, МПа	686
Временное сопротивление, МПа	882
Относительное удлинение δ_5 , %	15
Относительное сужение, %	50
Ударная вязкость, кДж/м ²	1170
Твердость НВ	285-341

Расстояние между упорным торцом раструба и упорным уступом ниппеля замка, свинченного вручную, должно быть не более 0,5 мм. Поверхности упорного уступа ниппеля замка и упорного торца раструба должны быть без заусенцев, забоин и других дефектов, нарушающих прочность и герметичность соединений. На замках не должно быть трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Заходные нитки резьбы должны быть притуплены до полного профиля, допускается притупление заходной нитки резьбы муфты в виде скоса под углом 30—35° к оси резьбы.

Замки должны быть оцинкованы или фосфатированы. Толщина слоя цинкового покрытия 15—24 мкм. Резьбу замков подвергают индукционной термообработке на глубину 3,3—5,0 мм от вершины профиля до твердости HRC 48—56 на длине не менее 47 мм. После индукционной термообработки детали подвергаются низкому отпуску. Проточки и впадины резьбы ниппелей обкатываются роликами до термообработки для сглаживания микронадрезов и неровностей. Шероховатость поверхности после обкатки $R_a \leq 1,25$ мкм.

Наружная поверхность раструбов и ниппелей должна быть подвергнута индукционной термообработке на глубину 1,5—2,5 мм до твердости HRC 48. При этом участки длиной 50—65 мм со стороны торца замковой резьбы раструба термообработке не подлежат.

Наружная поверхность левых замков индукционной термообработке не подлежит.

Средний ресурс, характеризующий количество циклов механизированного свинчивания-развинчивания, должен быть не менее 800 циклов.

Правила приемки и методы контроля должны соответствовать требованиям ГОСТ 7918—75. На лыске, расположенной вблизи резьбового конца раструба, и на лыске ниппеля наносятся товарный знак завода-изготовителя, шифр трубы, к которой приваривается замок, марка стали замка, дата выпуска. Замки одного типоразмера должны упаковываться в деревянные ящики, максимальная масса ящика 50 кг. Гарантийный срок хранения без переконсервации — не менее 18 мес. Гарантийная наработка не менее 500 циклов механизированного свинчивания-развинчивания.

Трубы бурильные геологоразведочные ниппельного соединения

Указанные соединения выпускают по ГОСТ 8467—83. На концах труб нарезают внутреннюю резьбу. Для соединения труб между собой в один из концов ввинчивают двухнипельный переводник.

Трубы применяют в основном при геологоразведочном колонковом бурении. Размеры труб приведены на рис. 1.36 и в табл. 1.44.

Требования, предъявляемые к химическому составу материала труб, механическим свойствам, овальности, разностенности и кривизне, соответствуют аналогичным требованиям, предъявляемым к трубам с высаженными концами по ГОСТ 7909—56.

Таблица 1.44

Размеры труб nippleного соединения для геологоразведочного бурения (мм)

Наружный диаметр трубы D		Толщина стенки s		Высадка			Диаметр выточки D_1		Длина резьбы G	Длина трубы		Теоретическая масса, кг					
номинальный	допускаемое отклонение	номинальная δ	допускаемое отклонение	Внутренний диаметр d	Длина переходной части l_1 , не менее	Длина переходной части l_2	номинальный	допускаемое отклонение		номинальная	допускаемое отклонение	1 м гладкой части трубы	увеличение массы одной труб за счет высадки об их конце				
33,5	$\pm 0,3$	4,75	+0,57	Без высадки			28,5		40	1500		3,37	—				
			-0,48											3000			
42	$\pm 0,45$	5,0	+0,6	20—27	100	20	33,5	+0,5	50	1500	+100	4,56	0,65				
			-0,5													3000	-50
																4500	
50	+0,45	5,5	+0,66	26—35	110	25	42		55	1500		6,04	0,96				
			-0,55													3000	
																4500	

Примечания: 1. Трубы диаметром 42 и 50 мм изготовляют с высаженными концами, а диаметром 33,5 — без высадки.

2. На концах труб на длине не более 100 мм от высадки допускается уменьшение наружного диаметра не более чем на 0,5 мм, а на высаженной части допускается его увеличение не более чем на 1 мм.

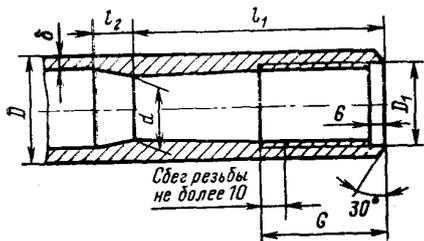


Рис. 1.36. Трубы бурильные геологоразведочные

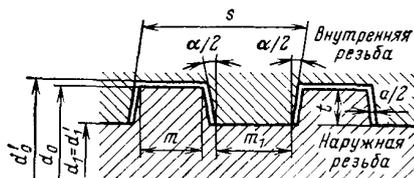


Рис. 1.37. Профиль резьбы трубы

Профиль и размеры резьбы соответствуют рис. 1.37 и табл. 1.45, 1.46.

Отклонения по шагу компенсируются соответствующим уменьшением толщины витка (увеличением ширины впадины) в пределах поля допуска, что проверяют проходным резьбовым калибром.

По вершинам резьбы допускается закругление кромок радиусом не более 0,1 мм, а по впадинам — радиусом не более 0,05 мм. Резьбу проверяют калибрами по ГОСТ 6361—79.

Таблица 1.45

Размеры параметров профиля резьбы бурильных геологоразведочных труб nippleного соединения (мм)

Параметры резьбы	Наружный диаметр труб, мм	
	33,5 и 42	50
Шаг резьбы P	6,35	
Угол наклона боковых сторон профиля, градус	5	
Рабочая высота витка t	1,5	1,75
Ширина витка у вершины, мм:		
наружной резьбы t	3,029	3,007
внутренней резьбы t_1	3,044	3,022
Наименьший зазор по ширине витка a	0,015	

Примечание. Допускаемые отклонения: ширины витка — минус 0,16 мм, глубины впадины витка — плюс 0,16 мм.

Таблица 1.46

Размеры резьбы бурильных геологоразведочных труб nippleного соединения (мм)

Наружный диаметр трубы	Номинальный диаметр резьбы	Наружная резьба		Внутренняя резьба	
		Наружный диаметр d_0	Внутренний диаметр d_1	Наружный диаметр d_0	Внутренний диаметр d_1
33,5	28	28	25	28,025	25
42,0	33	33	30	33,032	30
50,0	41,5	41,5	38	41,532	38

Заходные витки резьбы должны быть притуплены. Образование канавки для выхода резьбообразующего инструмента не допускается. Толщины стенок труб во впадинах резьбы должны соответствовать диаметрам труб:

Диаметр труб, мм	33,5	42,0	50,0
Толщина стенки, мм	2,2	3,9	3,6

Маркируют трубы так же, как трубы по ГОСТ 7909—56. Каждая партия труб сопровождается сертификатом.

Ниппеля для бурильных геологоразведочных труб

Ниппеля, выполненные по ГОСТ 8482—57, предназначаются для ниппельного соединения бурильных геологоразведочных труб в колонну.

Ниппеля изготовляют двух типов: А — с наружной резьбой на обоих концах (рис. 1.38); Б — с наружной резьбой на одном конце и внутренней на другом (рис. 1.39).

Размеры ниппелей должны соответствовать величинам, указанным на рис. 1.38 и 1.39 и в табл. 1.47 и 1.48.

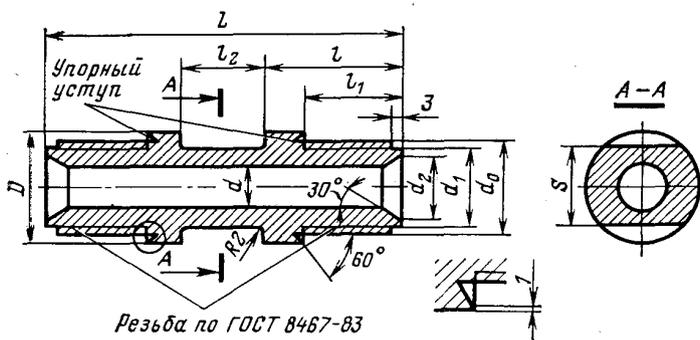


Рис. 1.38. Ниппеля для геологоразведочных труб (типа А)

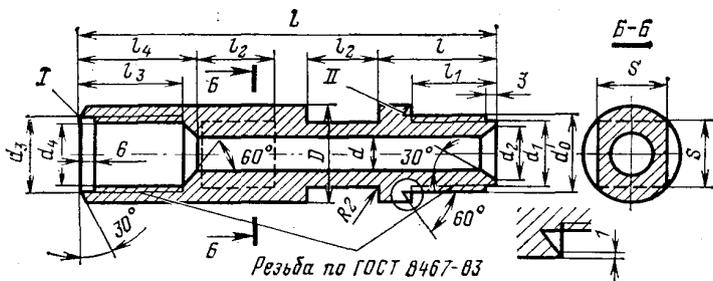


Рис. 1.39. Ниппеля для геологоразведочных труб (типа Б):
I — упорный торец; II — упорный уступ

Таблица 1.47

Размеры nipples (мм)

Типоразмер nipple		Наружный диаметр бурьной трубы	Ниппеля типов А и Б													
А	Б		D		d		d ₀	d ₁		d ₂	l	l ₁		l ₂	S	
			номинальный	допускаемое отклонение	номинальный	допускаемое отклонение		номинальный	допускаемое отклонение			номинальная	допускаемое отклонение		номинальный	допускаемое отклонение
А 33,5	Б 33,5	33,5	34		14		28	24,5		21	40	30	-2	35	24	-0,52
А 42	Б 42	42	44	-0,62	16	+0,24	33	29,5	-0,52	26	55	40		40	30	
А 50	Б 50	50	52	-0,74	22	+0,28	41,5	37,5	-0,62	34	60	50		40	36	

Таблица 1.48

Типоразмер nipple		Наружный диаметр бурьной трубы	Ниппель А			Ниппель Б						Ниппеля А и Б в сборе			
А	Б		L		масса, кг	d ₃	d ₄	l ₃		l ₄	L		масса, кг	Длина	масса, кг
			номинальная	допускаемое отклонение				номинальная	допускаемое отклонение		номинальная	допускаемое отклонение			
А 33,5	Б 33,5	33,5	115		0,5	28,5	25	40		50	175		0,96	260	1,46
А 42	Б 42	42	150	+5	1,1	33,5	30	50	+2	60	210	+5	1,82	320	2,92
А 50	Б 50	50	160		1,46	42	38	55		65	220		2,08	335	3,54

Таблица 1.49

Марка стали	Временное сопротивление, МПа, не менее	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Относительное сужение, %, не менее	Ударная вязкость, кДж/м ² , не менее	Твердость по Бринеллю НВ
40Х	735	568	14	50	784	255—321
45	686	441	14	50	490	217—285

Ниппеля изготавливают из сталей марок 40Х или 45У со следующими механическими свойствами после термообработки (табл. 1.49).

Резьба ниппелей должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 8467—83. Каждая партия ниппелей должна сопровождаться документом, удостоверяющим соответствие их требованиям стандарта.

Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) применяются в структурном, разведочном и эксплуатационном бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Выпускаются ЛБТ сборной конструкции (рис. 1.40) гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением изготавливаются в соответствии с ГОСТ 23786—79 «Трубы бурильные из алюминиевых сплавов. Технические условия». По ГОСТ 23786—79 трубы подразделяются:

ТБ — с внутренними утолщениями (рис. 1.41);

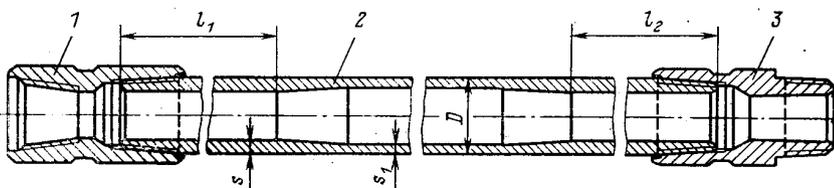


Рис. 1.40. Труба легкосплавная сборной конструкции:
1 — муфта; 2 — труба; 3 — ниппель

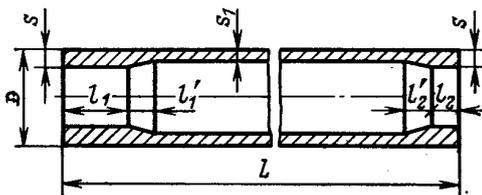


Рис. 1.41. Труба с внутренними утолщениями

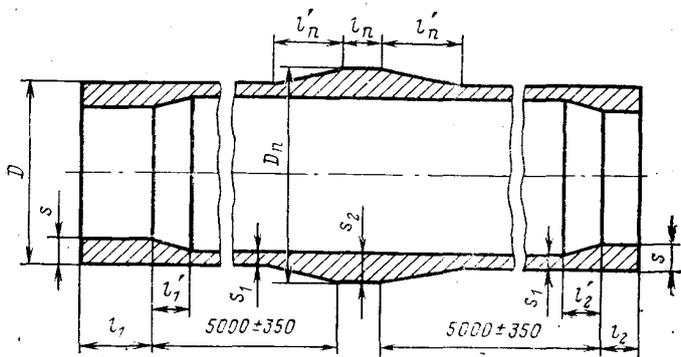


Рис. 1.42. Труба с внутренним и наружным протекторными утолщениями

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 1.42).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 1.50.

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 1.51, а труб с протекторным утолщением — в табл. 1.52.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и без замков. Номинальная длина труб без протекторного утолщения: диаметром 54 мм — 4,5 м, 64 мм — 5,3 м, от 64 до 110 мм — 9,0 м и свыше 110 мм — 12,0 м. ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклоне-

Таблица 1.50

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями (мм)

Наружный диаметр D		Толщина стенки концевого утолщения		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1 s_1$	Длина концевого утолщения	
номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение		$l_1 +200$ -50	$l_2 +100$ -50
54	$\pm 0,6$	13	+1,3	7,5	150	150
64 73 90	+1,5 -0,5		16	+1,5 -1,0	8,0	200
103	+1,5 -1,0	15		+2,0 -1,0	9,0	
108		25	+2,5 -1,5		1000	

Таблица 1.51

Размеры труб с навинченными замками (мм)

Наружный диаметр $D_{+2,0}^{-1,0}$	Толщина стенки утолщения s		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1 s_1$	Длина концевого утолщения			
	номинальная	предельное отклонение		l_{1+200}^{-50}	l_{2+100}^{-50}		
114	15	$+2,0$ $-1,0$	10	1300	250		
			9				
129	17	$+2,5$ $-1,5$	11	1300	250		
147	15	$+2,0$ $-1,0$	9				
			$\frac{17}{20}$			$\frac{+2,5}{-1,5}$	$\frac{11}{13}$
			$\frac{22}{24}$			$+2,8$ $-1,7$	$\frac{15}{17}$

Таблица 1.52

Размеры труб с навинченными замками (мм)

Наружный диаметр $D_{+2,0}^{-1,0}$	Диаметр протекторного утолщения $D_{+3,0}^{-2,8}$	Толщина стенки			Длина утолщения		Длина протекторного утолщения $l_{\pm 5,0}$
		концевого утолщения $s_{+2,5}^{-1,0}$	основного сечения $s_{+0,1} s_1$	протекторного утолщения $+0,15$ $-0,2$	l_{1+200}^{-50}	l_{2+100}^{-50}	
129	150	17	11	21,5	1300	250	300
147	172			23,5			
170	197			24,5			
170	197			26,5			
			13				

Таблица 1.53

Механические свойства труб

Наружный диаметр, мм	Временное сопротивление σ_B	Предел текучести σ_T	Относительное удлинение δ_5 , %, не менее
	МПа, не менее		
54—120	392	255	12
> 120	421	274	10

ния по длине +150 мм — 200 мм. Допускается 5% труб в партии с предельным отклонением по длине +300 мм, —350 мм.

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по ГОСТ 4784—74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать требованиям, указанным в табл. 1.53.

Кривизна на средней трети длины трубы не должна превышать 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, исключая протекторное утолщение и места переходов от основного сечения трубы к утолщениям, 1,3 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются пленки, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запресовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки. Допускаются цвета побежалости, темные и белые пятна и следы технологической смазки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения глубиной до 2 мм, определяемые контрольной зачисткой. В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пережим не должен выводить наружный диаметр за предельные отклонения: +1,0 мм и —2,0 мм для труб диаметрами 54 и 64 мм; +2,5 и —5,0 мм для труб остальных диаметров.

Допускаются отслоения от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней не более 3,0 мм.

Длина переходных зон от концевое утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна на средней трети длины трубы должна быть не более 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, кроме протекторных утолщений и мест переходов от основного сечения трубы к утолщениям, не более 1,3 мм.

Несоосность протекторного утолщения с осью трубы предусматривается не более 7 мм.

Технические требования к замкам ЛБТ должны соответствовать ГОСТ 5286—75, а требования к трубной резьбе треугольного профиля — ГОСТ 631—75 (для труб 147 мм используется резьба труб 146 мм по ГОСТ 632—80).

Размеры и характеристика ЛБТ сборной конструкции приведены в табл. 1.54, а замков типа ЗЛ для ЛБТ — на рис. 1.43, 1.44 и в табл. 1.55, 1.56.

Таблица 1.54

Характеристика труб из сплава Д16Т

Параметры	Наружный диаметр труб, мм											
	64	73	90	114	129		147			170		
	Толщина стенки тела трубы s, мм											
	8	9	9	10	9	11	9	11	13	15	17	11
Площадь сечения, см ² :												
тела трубы	14,1	18,1	22,5	32,6	33,9	40,8	39,0	47,0	54,7	62,1	69,5	54,9
канала в теле трубы	18,1	23,7	42,7	69,4	96,6	90,0	130,6	122,7	114,9	107,4	100,2	171,9
Растягивающая нагрузка, кН:												
допустимая	390	500	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	1510
предельная	460	600	750	153	159	1920	1390	1680	1950	2170	2430	1980
Внутреннее давление, МПа:												
допустимое	55	54,2	43	38,5	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	28,5
предельное	71,4	70,5	60	51,5	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	38,5
Внешнее допустимое давление, МПа	57,5	47	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	17,5
Крутящий момент, Н·м:												
допустимый	4 840	7 100	12 500	21 500	26 180	30 500	34 900	40 900	46 350	51 340	55 800	56 400
предельный	5 750	8 450	14 900	25 550	31 100	36 250	41 500	48 650	55 150	61 000	66 350	67 100

Примечание. Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.

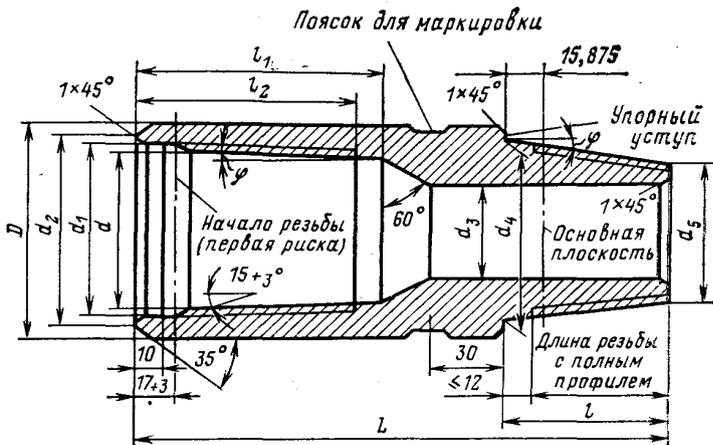


Рис. 1.43. Ниппель к легкосплавной трубе

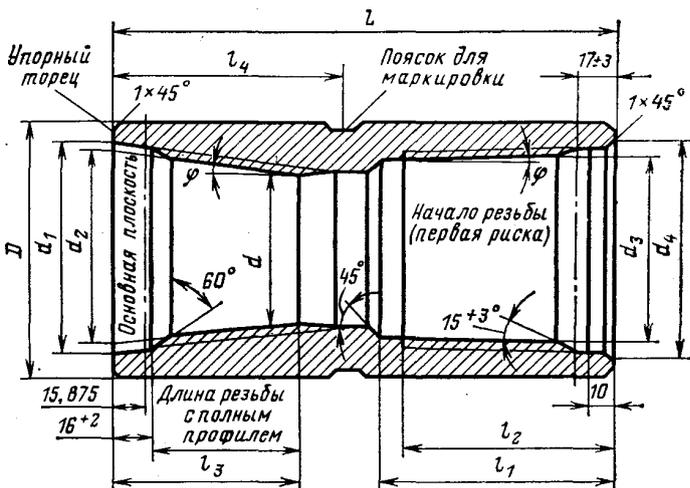


Рис. 1.44. Муфта к легкосплавной трубе

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т), нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм — труба Д16Т147×11 ГОСТ 23786—79. То же, с протекторным утолщением — труба ПД16Т147×11 ГОСТ 23786—79.

С целью повышения механических свойств труб используется сплав О1953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур — АК4Т1. Работа с трубами из сплава Д16Т1 при температуре выше 150°C не рекомендуется.

Таблица 1.55

Размеры nippleльных частей замковых соединений для ЛБТ (мм)

Параметры	ЗЛ-90	ЗЛ-108	ЗЛ-140	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Диаметр труб	73	90	114	129	147
D	$90 \pm 0,5$	$110 \pm 0,5$	$136 \pm 0,5$	$152 \pm 0,5$	$172 \pm 0,5$
d	70,151	86,026	111,426	124,144	142,028
d_1	$76,2 \pm 0,5$	$92 \pm 0,5$	$117,5 \pm 0,5$	$130,2 \pm 0,5$	$148 \pm 0,5$
d_2	86	102	127	140	154
d_3	$41 \pm 0,6$	$56 \pm 0,6$	$80 \pm 0,6$	$95 \pm 0,6$	$110 \pm 0,8$
d_4	76,2	92,075	117,462	133,3	147,949
d_5	58,7	74,576	94,962	115,633	131,382
L	$220 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$240 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$265 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$290 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$290 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$
l_1	100^{+8}	100^{+8}	120^{+8}	120^{+8}	125^{+8}
l_2	90^{+5}	90^{+5}	110^{+8}	110^{+8}	115^{+5}
l	70	70	90	100	100

Таблица 1.56

Размеры муфтовых частей замковых соединений для ЛБТ (мм)

Параметры	ЗЛ-90	ЗЛ-108	ЗЛ-140	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Диаметр труб	73	90	114	129	147
D	$90 \pm 0,5$	$110 \pm 0,5$	$136 \pm 0,5$	$152 \pm 0,5$	$172 \pm 0,5$
d_1	78,6	94,5	119,9	135,9	150,5
d_2	70,948	86,823	112,210	126,714	141,363
d_3	70,151	86,026	111,426	124,144	142,028
d_4	$76,2 \pm 0,5$	$92 \pm 0,5$	$117,5 \pm 0,5$	$130,2 \pm 0,5$	$148 \pm 0,5$
d	$52 \pm 0,6$	$58 \pm 0,5$	$80 \pm 0,6$	$110 \pm 0,5$	$12 \pm 0,5$
L	$200 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$245 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$250 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$255 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$	$275 \begin{smallmatrix} +30 \\ -10 \end{smallmatrix}$
l_1	100^{+8}	100^{+8}	120^{+8}	120^{+8}	125^{+8}
l_2	90^{+5}	90^{+5}	110^{+8}	110^{+5}	115^{+5}
l_3	75,8	75,8	108,8	100,32	104,22
l_4	95	100	105	130	135

По типу конструкции труб ВК типа 3 по ГОСТ 631—75 разработаны конструкции труб ЛБТВК—103, 114, 129, 140, 147 мм. В соединении использована трубная трапециевидальная резьба ТТ по ГОСТ 631—75, соответствующая диаметрам стальных буровых труб с коническими стабилизирующими поясками, для труб ЛБТВК-147 применена резьба ТТ138×5,08×1:32. Предел выносливости труб с резьбой треугольного профиля 29—32 Н/мм², для труб ЛБТВК-147—53 Н/мм². Высокопрочные замки ЗЛК-178В ($\sigma_T = 980$ МПа) и замки ЗЛК-178 изготавливают по ТУ 26-02-1001—85.

Кроме труб с навинченными замками изготавливают также трубы беззамковой конструкции, концы которых имеют значительное наружное утолщение, на которых нарезается замковая резьба. Прочность этих труб выше прочности труб сборной конструкции (табл. 1.57).

Таблица 1.57

Характеристика беззамковых труб

Диаметр труб, мм	Масса 1 м труб, кг	Растягивающая нагрузка, кН		Давление внутреннее, МПа		Крутящий момент, кН·м	
		допустимая	предельная	допустимое	предельное	допус- тимый	предель- ный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,5	25	30
127	11,4	1150	1400	35	52,0	20	25
108	13,1	830	1000	40	59,5	10	13
90	6,7	600	700	52	77,0	5	6

Промышленностью освоено также изготовление труб малых диаметров для геологоразведочного бурения. Трубы с наружным диаметром 24, 34, 54 мм из сплава Д16Т и В95 используются для ведения геолого-поисковых работ.

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением крутящего момента. Резьбу бурильных труб и замков тщательно очищают, промывают и обезжиривают. На резьбу бурильных труб наносят соответствующую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями и вручную навинчивают замковые детали, подобранные по натягам (сумма натягов резьбы замка и трубы должна составлять 22—25 мм). Наибольший крутящий момент на шпинделе стенда 25 000 Н·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревается до 380—400°C, навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности трубы водой.

Трубы бурильные утяжеленные

Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные УБТС-2

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются по ТУ 51-774—77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам (0,8—1,2 м). Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147, ТУ 51-774—77 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

Утяжеленные бурильные трубы УБТС-2 (рис. 1.45 и табл. 1.58) изготавливаются в основном диаметрами 178, 203 и 229 мм.

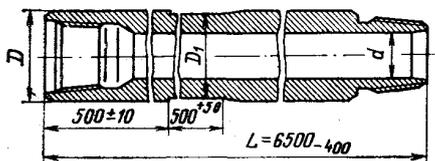


Рис. 1.45. Утяжеленная труба УБТС

Таблица 1.58

Размеры сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2 (мм)

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр $D \pm 1$	Резьба	Внутренний диаметр $d \pm 1,5$	Диаметр проточки под элеватор D_1	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг
УБТС2-120	120	3-101	64	102	63,5
УБТС2-133	133	3-108	64	115	84,0
УБТС2-146	146	3-121	68	136	103,0
УБТС2-178	178	3-147	80	168	156,0
УБТС2-203	203	3-161	80	190	214,6
УБТС2-229	229	3-171	90	195	273,4
УБТС2-254	254	3-201	100	220	336,1
УБТС2-273	273	3-201	100	220	397,9
УБТС2-299	299	3-201	100	245	489,5

Примечание. По согласованию с заказчиком допускается изготовление труб без проточки под элеватор.

Соединения ниппельного и муфтового концов труб выполняются с правой замковой резьбой по ГОСТ 5286—75, а для диаметров 254, 273 и 299 мм с резьбой 3-201 — по ГОСТ 20692—75 (рис. 1.46, табл. 1.59).

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются зарезьбовые разгружающие канавки ЗРК (см. рис. 1.46, см. табл. 1.59). Радиусы галтельных переходов на ЗРК ниппеля должны быть не менее 6 мм, у муфты — 8 мм. Применяются обкатка роликами и другие упрочняющие методы обработки.

Кривизна канала трубы относительно ее теоретической оси в середине трубы не должна превышать: для труб диаметрами 120 и 133 мм — 4,5 мм; 146 и 178 мм — 3,0 мм; для труб остальных диаметров — 2,0 мм.

Биение наружной поверхности трубы относительно теоретической оси канала в середине трубы не должно превышать: для труб диаметром 120 и 133 мм — 6,0 мм; 146 и 178 мм — 4,0 мм; для труб остальных диаметров — 2,0 мм.

При проверке биения на меньшем расстоянии от торцов труб допускаемое биение пропорционально уменьшается.

Допускается холодная правка труб (без подогрева) диаметрами 120, 133 и 146 мм до нарезания резьбы.

Разностенность тела трубы не должна превышать, (мм):

Для труб диаметрами 120, 133 и 146 мм	5,0
Для труб остальных диаметров	3,5

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

Таблица 1.59

Размеры концов трубы с резьбой (мм)

Наружный диаметр УВТ D	Закованная резьба	Число витков на длине резьбы 25,4 мм	Конусность 2:1g	Ниппельный кон- ец и муфтовый кон- цы трубы		Ниппельный конец трубы				Муфтовый конец трубы					Диаметр резьбовой канавки муфты d ₂	
				Средний диа- метр резьбы в основной плоско- сти d _{сп}	Наружный диа- метр условной поверхности d _{±0,4}	Диаметр больше- го основания ко- нуса d ₁ -0,2	Диаметр мень- шего основания конуса d ₂ (спра- воочный)	Диаметр цилиндри- ческого пояса резьбовой кан- навки d ₂ -0,5	Длина конуса l ₁ -2	Внутренний диа- метр резьбы в плоскости тор- ца d ₂ +0,2	Диаметр конче- ской выточки в плоскости торца d ₁ -0,4	l ₁ +3	l ₂ -3 Длина конуса	l ₂ -2		
89	3-73	4	1:6	67,767	86	73,047	60,380	—	76	67,779	75	81	92	—	—	—
108	3-86 3-88	4 5	1:6 1:4	80,848 82,293	101 104	86,128 88,887	71,295 64,887	75	89 96	80,860 83,635	88 91	94 101	105 112	80	78	—
120	3-101 3-102	5 4	1:4 1:6	94,844 96,071	116 116	101,438 102,010	77,438 87,010	87	96 90	96,186 95,424	103,5 104,5	101 96	112 106	88 83	85	—
133	3-102 3-108	4 4	1:6 1:6	96,071 103,429	125 128	102,010 108,709	87,010 89,109	95	90 114	95,424 103,441	104,5 110,5	96 120	106 132	83 107	98	—
146	3-121 3-122	5 4	1:4 1:6	115,113 117,501	141 141	121,709 122,781	96,209 103,781	104 109	102 114	116,457 117,513	124 124,5	107 120	118 132	95 107	106 107	—

Наружный диаметр УБТ D	Замковая резьба	Число ниток на длине резьбы 25,4 мм	Конусность 2КФ	Ниппельный и муфтовый концы трубы		Ниппельный конец трубы				Муфтовый конец трубы					Диаметр резьбовой канавки муфты d ₆
				Средний диаметр резьбы в основной плоскости d _{cp}	Наружный диаметр упорной поверхности d _B ±0,4	Диаметр большего основания конуса d ₁ -0,2	Диаметр меньшего основания конуса d ₂ (справочный)	Диаметр цилиндрической шейки резьбовой канавки d ₅ -0,5]	Длина конуса l ₋₂	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d ₃ +0,2	Диаметр конической выточки в плоскости торца d ₄ ±0,4	l ₁ +3	Длина конуса l ₂ -3	l ₃ -2	
178	3-133	4	1:6	128,059	156	133,339	114,339	118	114	128,071	135	120	132	107	125
	3-140	4	1:4	132,944	166	140,195	110,195	120	120	133,629	142,5	126	138	112	127
	3-147	4	1:6	142,011	172	147,949	126,782	132	127	141,363	150,5	133	145	118	137
203	3-152	4	1:6	146,248	186	152,186	131,019	134	127	145,600	154,5	133	145	118	142
	3-161	4	1:6	155,981	190	161,920	140,753	144	127	155,334	164,5	133	145	118	140
	3-162	4	1:6	157,201	190	162,481	141,314	144	127	157,213	164,5	133	145	118	140
	3-171	4	1:6	165,598	196	171,536	150,369	144	127	164,950	174	133	145	118	152
229	3-171	4	1:6	165,598	196	171,536	150,369	154	133	171,235	180,5	142	150	123	164
254	3-201	4	1:4	194,731	240	201,980	167,83	180	137	195,42	205	147	158	127	184
273	3-201	4	1:4	194,731	245	201,980	167,83	180	137	195,42	205	147	158	127	186
299	3-201	4	1:4	194,731	250	201,980	167,83	180	137	195,42	205	147	158	127	188

Примечание. Угол уклона конической выточки с диаметром d₄ должен быть равен углу уклона резьбы.

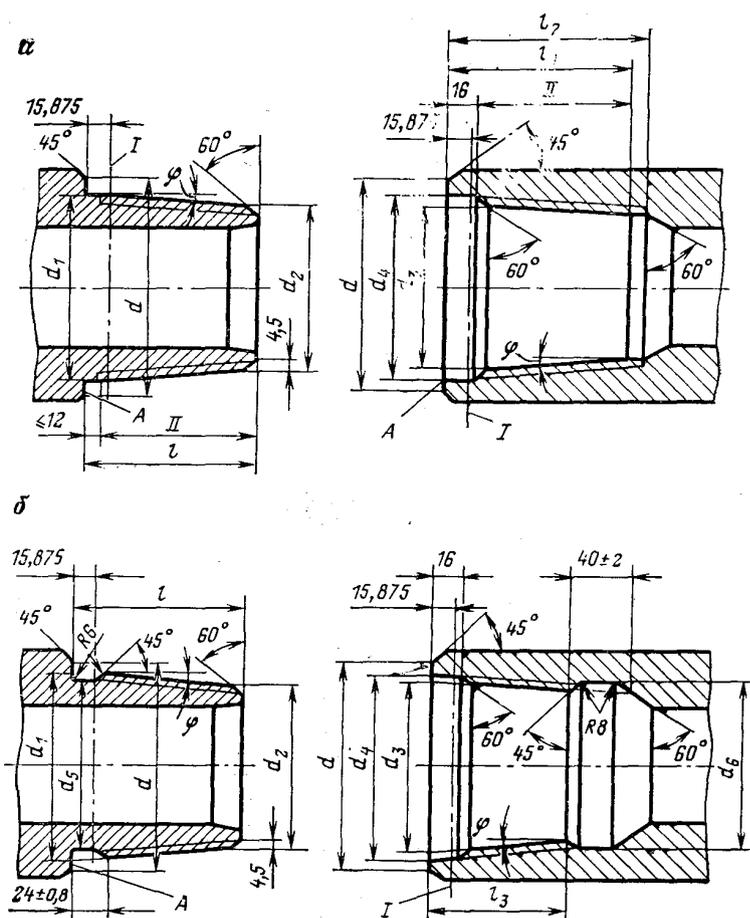


Рис. 1.46. Резьбовые соединения утяжеленных бурильных труб:
 а — соединение утяжеленных труб без резьбовых канавок; б — соединение утяжеленных труб с резьбовыми канавками; I — основная плоскость; II — длина резьбы с полным профилем

Утяжеленные бурильные трубы должны изготавливаться из стали марки 38ХНЗМФА по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими свойствами после термообработки:

Предел текучести σ_T , МПа, не менее	735
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее	588
Твердость НВ	285—341

Допускается изготовление труб из других легированных марок сталей, например 40ХН2МА, с механическими свойствами после термообработки:

Предел текучести σ_t , МПа, не менее	637
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м ² , не менее	490
Твердость НВ, не менее	255

На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Обнаруженные дефектные места на наружном диаметре могут быть вырублены, при этом глубина вырубki не должна превышать 5% от номинальной толщины стенки, а протяженность вырубленных мест — 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. Количество вырубленных мест должно быть не более двух в разных сечениях, вырубка должна быть тщательно зачищена и иметь пологие края.

На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

По наружному диаметру труб допускаются проточки отдельных мест, требуемые технологией механической обработки труб, на глубину не более 1 мм и общей протяженностью не свыше 400 мм. Проточки должны заканчиваться плавными, без подрезов; переходами.

В канале допускаются кольцевые зарезы от инструмента глубиной до 2 мм и длиной не более 50 мм с развалом уступов, а также долевые риски глубиной до 0,5 мм от вывода инструмента.

С целью предохранения от коррозии наружные поверхности каждой трубы должны быть окрашены.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, рванин, забоин и других дефектов; нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них какие бы то ни было знаки маркировки.

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть фосфатирована.

Предельные отклонения шага и половины угла профиля резьбы должны соответствовать данным, приведенным в табл. 1.60.

Отклонения разности диаметров (конусности) по наружному и среднему диаметрам наружной резьбы не должны превышать +0,12 мм и по внутреннему и среднему диаметрам внутренней резьбы $-0,3^{+0,1}$ мм на длине резьбового конуса.

Таблица 1.60

Предельные отклонения параметров резьбы (мм)

Шаг резьбы	Предельные отклонения		
	на длине резьбы 25,4 мм	на всей длине	половины угла про- филя резьбы, мин
5,08 6,35	$\pm 0,05$	$\pm 0,10$	± 35

Примечание. Отклонения шага на длине 25,4 мм относятся к расстоянию между любыми двумя нитками на этой длине.

Резьба, резьбовые канавки и поясok диаметром D_1 обкатываются роликом в соответствии с инструкцией ВНИИБТ.

Маркировка. На каждой трубе на расстоянии 0,4 мм от ее ниппельного конца должна быть нанесена маркировка: товарный знак или наименование предприятия-изготовителя, условное обозначение трубы, порядковый номер трубы, марка стали, порядковый номер плавки, длина трубы (в см), дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

Упаковка и транспортирование. Наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

При навинчивании пробок и колец резьба и упорные поверхности должны быть смазаны антикоррозионной смазкой.

Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие их качества требованиям технических условий, в котором указываются: дата выпуска, номера плавки, порядковые номера труб (от — до для каждой плавки), наружный и внутренний диаметры, обозначения резьбы, длина труб, содержание серы и фосфора для труб каждой плавки, результаты механических испытаний металла труб.

При погрузке на автомашины трубы следует укладывать на брусья и привязывать к ним цепью с двух сторон.

Перед разгрузкой труб необходимо установить, что предохранительные пробки и кольца находятся на месте и затянуты.

Трубы должны храниться на стеллажах уложенными в один ряд, причем расстояние от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м, с тем чтобы уберечь их от влаги и грязи.

Утяжеленные бурильные трубы — горячекатаные

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) диаметрами 146, 178, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385-79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметрами 73, 89, 108 мм — ТУ 14-3-839-79. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими по всей длине: $146 \times 74 \times 8000$, $178 \times 90 \times 12000$, $203 \times 100 \times 12000$, $219 \times 112 \times 8000$ и $245 \times 135 \times 7000$ мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6000 мм и диаметром 203 мм, длиной 8000—9000 мм до 30% объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8000 мм — до 10%.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 1.61.

Допуск по толщине стенки для труб диаметром 146, 178, 203 мм — минус 12,5%. Внутренний диаметр (канал трубы $d_{\text{кан}}$) контролируется шаблоном наружным диаметром, равным $d_{\text{кан}} - 10$ мм. Разностенность труб диаметром 219, 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

Таблица 1.61

Диаметр трубы, мм	Резьба	Отклонение по длине, м	Отклонение по кривизне, мм на 1 м длины	Минимальная толщина стенки по резьбе ниппеля, мм	Масса 1 м труб, кг	Примечание
146±4	3-121	±1	2	4	97,6	—
178±3	3-147	±1	2	7	145,4	—
203 ⁺³ ₋₂	3-171	±1	2	7	193,0	—
219 ⁺³ ₋₂	Без резьбы	По ГОСТ 8732—78	3	—	225,1	Рекомендуется резьба 3-171
245±3	То же	По ГОСТ 8732—78	3	—	267,4	Рекомендуется резьба 3-201

Таблица 1.62

Механические свойства материала труб

Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кДж/м ²
Д	637	373	16	40	392
К	686	441	12	40	392

На поверхности труб не должно быть дефектов в виде плен, трещин, закатов, расслоений. Допускаются дефекты, обусловленные условиями производства, глубина залегания которых не должна превышать 12,5% толщины стенки. На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается запиловка дефектных мест.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются из групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать приведенным в табл. 1.62.

Утяжеленные бурильные трубы (горячекатаные) рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в несложных геологических условиях.

Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

В некоторых случаях при бурении скважин, с целью повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, облегчения процесса ремонта, применяют утяжеленные бурильные трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками (рис. 1.47). Замок УБТСЗ изготавливается высокопрочным с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75 из стали марок 40ХН, 40ХН2МА. Изношенный замок может быть легко заменен непосредственно на буровой с использованием установки, размещенной на автомашине (трубы с замком собирают горячим способом).

Таблица 1.63

Размеры утяжеленных бурильных труб УБТСЗ (мм)

Обозначение трубы	Утяжеленная труба									
	D_1	D_2	D_0	d_T	$d_{\text{вн.т}}$	L	L_2	L_3	L_4	L_5
УБТСЗ-146	121,018	108,5	125	60	112,65	208	100	94	83	75
УБТСЗ-178	148,714	128,5	153	70	132,65	227	108	94	83	75
УБТСЗ-203	168,578	136,5	173	80	140,65	242	118	94	83	75
УБТСЗ-229	188,149	156,5	193	80	160,65	257	118	94	83	75

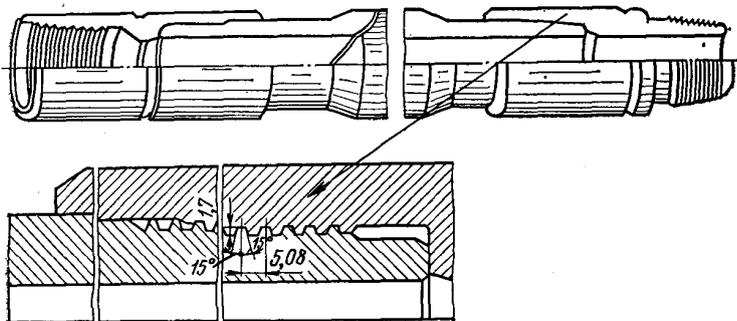
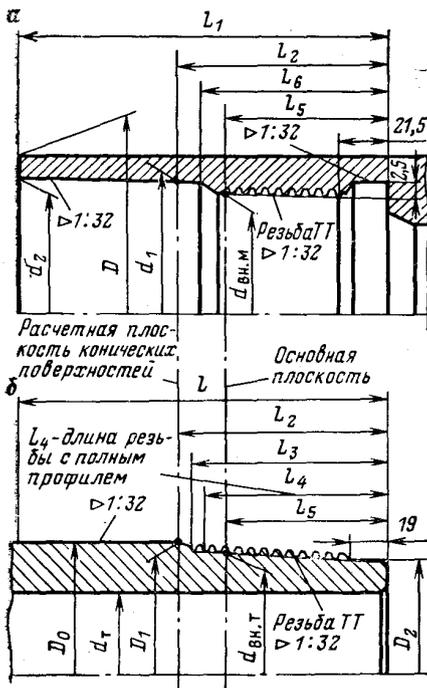


Рис. 1.47. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ



ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметрами 146, 178, 203 и 229 мм. Для соединения трубы с замком применена трапецидальная резьба ТТ бурильных труб ВК, НК (типы 3, 4 по ГОСТ 631—75): ТТ112×5,08×1:32, ТТ132×5,08×1:32, ТТ140×5,08×1:32 и ТТ160×5,08×1:32. Размеры соединений приведены на рис. 1.48 и в табл. 1.63.

Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояса принято 1,1—1,5, а диаметра охватываемой детали (замка) к охватываемой (трубе) — 1,2.

С целью повышения износостойкости и прочности резьбовых

Рис. 1.48. Размеры утяжеленных бурильных труб УБТСЗ:

а — замок; б — труба

Резьба, предназначенная для соединения замка с трубой	Замок						
	Замковая резьба	D	d_1	d_2	$d_{\text{вн.м}}$	L_1	L_2
ТТ112×5,08×1:32	3-121; 3-122	146	120,688	124	112,27	206	85
ТТ132×5,08×1:32	3-147	178	148,344	152	132,23	225	95
ТТ140×5,08×1:32	3-171	203	168,188	172	140,21	240	105
ТТ160×5,08×1:32	3-171	229	187,719	192	160,17	255	105

соединений и экономии легированных сталей применяют утяжеленные бурильные трубы с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть осуществлена методами дуговой (под слоем флюса) или контактной электросварки. Резьбовые концы длиной 400—1500 мм изготавливают из легированной стали с механическими свойствами по ГОСТ 5286—75. После приварки шов подвергается термообработке.

Для повышения износостойкости и прочности рекомендуется в УБТ применять резьбу IV профиля по ГОСТ 5286—75, т. е. 3-102 вместо 3-101 и 3-122 вместо 3-121. Использование такого профиля повышает износостойкость и прочность резьбовых соединений примерно на 20—30%.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применение профилей резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом (7 и 8 мм), основные размеры которых приведены в табл. 1.64.

Износостойкость резьбы МК с крупным шагом (8 мм) повышает ся на 60—65%, а предел выносливости — на 25%.

Резьбы СК-90 с углом профиля 90° рекомендуется применять в нижней части бурильной колонны при роторном способе буре-

Таблица 1.64

Тип резьбы	Конусность $2 \text{ tg } \varphi$	Элементы профиля замковой резьбы						
		Высота теоретическая остроугольного профиля H	Высота профиля h_1	Рабочая высота профиля h	Высота среза за вершиной e	Ширина среза за вершиной b	Радиус закругления вершин r	Зазор по вершинам z
МК	1:4	0,8615	0,5001	0,4278	0,2169	0,2507	0,1445	0,0724
	1:6	0,8640	0,5016	0,4290	0,2173	0,2514	0,1449	0,0725
	1:8	0,8649	0,5021	0,4294	0,2177	0,2517	0,1451	0,0726
СК-90	1:4	0,4922	0,3431	0,2990	0,0966	0,1933	0,1266	0,0442
	1:6	0,4965	0,3461	0,3016	0,0975	0,1950	0,1277	0,0446
	1:8	0,4980	0,3472	0,3025	0,0978	0,1956	0,1281	0,0447

Примечание. Приведенные значения необходимо умножить на шаг резьбы P (при расчете истинных значений профиля).

Таблица 1.65

Тип УБТ	Диаметр УБТ, мм	Замковая резьба	Диаметр d , мм	Площадь опасного сечения F_n , см ²	Площадь опасного сечения F_m , см ²	W_n , см ³	W_m , см ³	W_m/W_n
УБТС-2	120	3-101	64	30,8	40,5	50,3	135,1	2,69
	133	3-108	64	43,3	53,8	76,3	176,7	2,30
	146	3-121	68	55,6	63,6	110,3	240,6	2,18
	178	3-147	80	80,4	86,2	219,4	398,8	1,82
	203	3-161	80	127,3	159,8	306,5	620,7	2,02
	229	3-171	90	144,5	181,6	361,2	948,6	2,63
	254	3-201	100	200,7	206,7	604,0	1260,0	2,09
	273	3-201	100	200,7	285,3	604,0	1672,9	2,77
	299	3-201	100	200,7	402,0	604,0	2327,1	3,85
	Горячекатаные	146	3-121	75	50,3	61,2	101,2	240,6
176		3-147	90	82,6	84,0	202,0	398,9	1,97
203		3-171	100	122,4	100,7	340,5	556,3	1,63

Примечание. Для УБТС-2 $\sigma_T = 637$ МПа, для горячекатаных труб $\sigma_T = 441$ МПа. Как видно из отношений W_m/W_n , усталостная прочность соединений УБТС-2-176, УБТС-2-203, УБТС-2-254, УБТ-178 и УБТ-203 по муфте ниже, чем по ниппелю.

ния и больших затратах энергии на вращение колонны бурильных труб.

В рационально сконструированном резьбовом соединении УБТ отношение моментов сопротивления опасного сечения резьбы муфты к моменту сопротивления опасного сечения резьбы ниппеля, по экспериментальным данным, должно быть $W_m/W_n \geq 2,1$, где W_m — осевой момент сопротивления опасного сечения муфты на расстоянии 10 мм от меньшего торца ниппеля; W_n — осевой момент сопротивления опасного сечения ниппеля на расстоянии 24 мм от упорного уступа.

Учитывая износ по наружному диаметру муфты, это отношение увеличивают на 20—30%. Во всех случаях, когда меньше 2,1, разрушение будет происходить по муфте резьбового соединения.

В табл. 1.65 представлены основные геометрические характеристики УБТ без зарезьбовых канавок.

ГЛАВА 2

ЭЛЕМЕНТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Переводники для бурильных колонн

Эти переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения к ней инструмента, применяемого при бурении скважин. Переводники для бурильных колонн изготавливаются следующих типов: П — переходные; М — муфтовые и Н — ниппельные.

Таблица 2.1

Переводники переходные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	L	D	верхняя	нижняя
П-76/88	3-76	3-88	395	113	ЗН-95	УБТ-108
П-86/66	3-86	3-66	356	108	ЗШ-108	Ловильный инструмент ЗУ-86
П-86/73	3-86	3-73	356	108		
П-86/76	3-86	3-76	369	108	УБТ-108	Турбобур-104 Ловильный инструмент
П-86/88	3-86	3-88	395	113	ЗШ-108	
П-88/88	3-88	3-88	395	113	ЗН-108	УБТ-108
П-88/101	3-88	3-101	420	118	УБТ-108	Турбобур-127
П-88/121	3-88	3-121	500	146	ЗН-113	УБТ-146
П-101/88	3-101	3-88	420	118	ЗШ-118	Ловильный инструмент УБТ-146
П-101/117	3-101	3-117	500	140		
П-101/121	3-101	3-121	497	146		
П-102/88	3-102	3-88	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент
П-102/101	3-102	3-101	430	120	ЗУ-120	Ловильный инструмент УБТ-146
П-102/121	3-102	3-121	496	146		
П-108/88	3-108	3-88	451	133	ЗШ-133	Ловильный инструмент ЗШ-118 Ловильный инструмент УБТ-146
П-108/101	3-108	3-101	459	133		
П-108/102	3-108	3-102	465	133		
П-108/121	3-108	3-121	490	146		
П-117/121	3-117	3-121	457	146	Турбобур-127; 195	Долото-190; 215
П-117/147	3-117	3-147	523	178	ЗН-140	УБТ-178
П-121/86	3-121	3-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-108, ЗУ-108 ЗШ-118 ЗУ-120 ЗШ-133
П-121/101	3-121	3-101	490	146		
П-121/102	3-121	3-102	496	146		
П-121/108	3-121	3-108	502	146		
П-121/121	3-121	3-121	457	146	Ведущая бурильная труба	ЗШ-146 ЗУ-146 ЗУ-155
П-121/122	3-121	3-122	469	146		
П-121/133	3-121	3-133	484	155		
П-121/147	3-121	3-147	524	178	УБТ-146	УБТ-178
П-121/161	3-121	3-161	537	203		УБТ-203

Продолжение табл. 2.1

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Муфтовый конец	Ниппель- ный конец	L	D	верхняя	нижняя
П-122/101	3-122	3-101	490	146	ЗУ-146	ЗШ-118
П-122/102	3-122	3-102	496	146		ЗУ-120
П-122/117	3-122	3-117	463	146		Ловильный инстру- мент
П-122/121	3-122	3-121	457	146		УБТ-146
П-122/133	3-122	3-133	484	155		Ловильный инстру- мент
П-122/147	3-122	3-147	524	178		УБТ-178
П-133/108	3-133	3-108	506	155	ЗУ-155	ЗШ-133
П-133/117	3-133	3-117	497	155		Ловильный инстру- мент
П-133/121	3-133	3-121	482	155		ЗШ-146
П-133/140	3-133	3-140	510	172		Ловильный инстру- мент
П-133/147	3-133	3-147	520	178		УБТ-178
П-147/121	3-147	3-121	516	178	ЗШ-178	ЗШ-146
П-147/133	3-147	3-133	524	178		ЗУ-155
П-147/140	3-147	3-140	510	178		Ловильный инстру- мент
П-147/147	3-147	3-147	517	178	Ведущая бу- рильная труба ЗШ-178	ЗШ-178
П-147/152	3-147	3-152	517	197		Ловильный инстру- мент
П-147/161	3-147	3-161	517	185	ЗШ-178 УБТ-178 Турбобур-172; 195	УБТ-203
П-147/171	3-147	3-171	521	203		УБТ-229
П-152/121	3-152	3-121	526	197		Долото-245
П-161/147	3-161	3-147	517	185		УБТ-203
П-161/171	3-161	3-171	538	229	УБТ-203	УБТ-229
П-171/147	3-171	3-147	538	203	ЗШ-203	ЗШ-178
П-171/171	3-171	3-171	517	203	УБТ-229	Электробур-290
П-171/177	3-171	3-177	523	229		Долото-445
П-171/201	3-171	3-201	518	254		УБТ-254

Примечание. Здесь и в табл. 2.2 цифры, стоящие после названия элементов бурильной колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают величину их наружного диаметра в мм.

В зависимости от соотношений диаметров замковых резьб на концах переводники каждого типа могут изготавливаться следующих исполнений: 1 — цилиндрической конфигурации; 2 — ступенчатой конфигурации.

Переводники каждого типа и исполнения изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286—75 для бурильных замков.

Переводники для бурильных колонн изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360—82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения.

Перечень типоразмеров, габариты и применяемость переходных переводников, соединяющих элементы бурильных колонн, приведены в табл. 2.1 и на рис. 2.1, *в*, а муфтовых и ниппельных переводников — в табл. 2.2 и на рис. 2.1, *а* и *б*.

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а для переводников с резьбами левого направления нарезки ставится и буква Л.

Пример условного обозначения переводника типа М с резьбами 3-147/171: М-147/171 ГОСТ 7360—82Е. То же, типа П: П-147/171 ГОСТ 7360—82Е. То же, с резьбами левого направления нарезки: П-147/171—Л ГОСТ 7360—82Е.

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 или из других никельсодержащих марок сталей со следующими механическими свойствами после термообработки:

Временное сопротивление разрыву σ_b , МПа, не менее	882
Предел текучести σ_t , МПа, не менее	735
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	10
Относительное сужение ψ , %, не менее	45
Ударная вязкость КСV, кДж/м ²	685
Твердость НВ	285—341

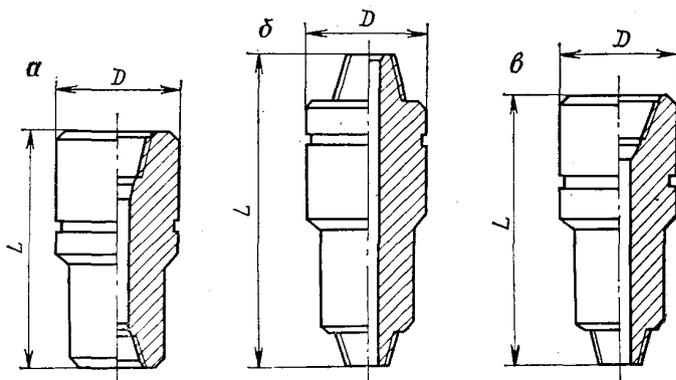


Рис. 2.1. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации:

а — муфтовый; *б* — ниппельный; *в* — переходный

Таблица 2.2

Переводники муфтовые и ниппельные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Верхний конец	Нижний конец	L	D	верхняя	нижняя
М-86/88	3-86	3-88	325	113	УБТ-108	Долото-132 ÷ ÷ 187
М-108/88	3-108	3-88	366	133	УБТ-133	
М-121/88	3-121	3-88	398	146	УБТ-146	
М-121/117	3-121	3-117	356	146	УБТ-146	Долото-190 Долото-245 ÷ ÷ 295
М-147/152	3-147	3-152	391	197	УБТ-178	
М-171/152	3-171	3-152	400	229	УБТ-229	Долото-245 ÷ ÷ 295
Н-147/152	3-147	3-152	550	197	ЗШ-178	Ловильный ин- струмент
Н-147/171	3-147	3-171	707	203		
Н-171/201	3-171	3-201	671	254	Турбобур-290	Долото-490

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника протачивается поясok для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм. На переводниках исполнения 1 этот поясok находится посредине цилиндрической части; на переводниках исполнения 2 — на цилиндрической поверхности большого наружного диаметра на расстоянии 20 мм от переходной фаски.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояском протачивается опознавательный поясok шириной 5 и глубиной 1 мм.

Технические требования к переводникам для бурильных труб, а также требования к ним в части правил приемки, методов испытаний, маркировки, упаковки, транспортирования и хранения идентичны соответствующим требованиям по ГОСТ 5286—75.

Резиновые кольца для бурильных труб

Эти кольца предназначены для предохранения бурильных и обсадных колонн от взаимного истирания при бурении скважин. Они работают в среде промывочных растворов с добавками нефти при температуре до 150°C.

Конструктивно резиновые кольца для бурильных труб могут быть выполнены разъемными или неразъемными. Отечественная промышленность выпускает резиновые кольца неразъемной конструкции по ГОСТ 6365—74.

Форма и размеры колец, предусмотренных указанным стандартом, даны в табл. 2.3 и на рис. 2. 2.

Пример условного обозначения кольца типа А: кольцо А ГОСТ 6365—74.

Рис. 2.2. Протекторное резиновое кольцо для бурильных труб

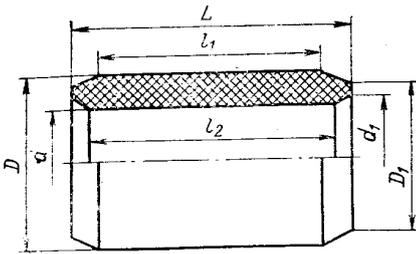


Таблица 2.3
Размеры резиновых колец (мм)

Тип кольца	D	d	L	l ₁	l ₂	D ₁	d ₁	Размер бурильной трубы, для которой предназначается кольцо	Наружный диаметр кольца надетого на трубу
А	90	50	155	135	149	85	56	73	115
Б	115	75	150	130	144	103	81	89	128
В	142	90	195	165	185	125	100	114	162
В ₁	150	95	195	165	185	132	105	114, 127	170
Г	165	100	200	170	190	147	110	140	200
Д	190	120	210	180	200	173	130	168	225

По физико-механическим показателям резина для изготовления колец должна соответствовать следующим нормам:

Предел прочности при разрыве, МПа, не менее	17
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	450
Относительное остаточное удлинение после разрыва, %, не более	27
Сопротивление раздиру, Н/см, не менее	490
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5°С в объемной смеси из 95% бензина и 5% бензола, %, не более	15
Изменение массы при испытании на набухание в течение 24 ч при 20±5°С в нефтяной жидкости марки СЖР-1, %, не более	3
Коэффициент старения при 150°С после 24 ч пребывания в нефтяной жидкости СЖР-1, не менее:	
по прочности	0,8
по относительному удлинению	0,5
Твердость по прибору ТМ-2, усл. ед.	55—65
Истираемость, см ³ /(кВт·ч), не более	200

Разработанные различными научно-исследовательскими организациями более совершенные разъемные конструкции колец пока еще не нашли в практике широкого внедрения.

Для надевания неразъемных резиновых колец на бурильные трубы применяют специальные пневмомашины. Кольцо непосредственно перед надеванием на трубу подогревают в горячей воде при температуре 80—90°С в течение 10—15 мин.

Во избежание повреждения резиновых колец при надевании на трубы очищают заусенцы и острые кромки замков.

Для предотвращения перемещения колец по трубе используют клей или другие полимеризующиеся составы. Применение смазок, облегчающих надевание колец, не допускается.

Для предохранения колец от повреждения при работе обсадная колонна не должна иметь технических повреждений. Центрование буровой вышки и ротора относительно устья скважины при спуско-подъемных операциях должно обеспечивать прохождение через ротор колец и замков бурильных труб без посадок и ударов.

Правила приемки, методы испытания и требования к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению резиновых колец приведены в указанном выше стандарте.

Обратные клапаны для бурильных труб

Обратные клапаны для бурильных колонн предназначены для предотвращения газонефтеводопроявления из скважин через бурильные трубы в процессе бурения. При бурении скважины клапаны, установленные в колонне бурильных труб под нижним переводником ведущей трубы, работают в среде промывочного раствора.

Серийное производство обратных клапанов для бурильных колонн осуществляется ПО «Азернефтемашремонт» по ОСТ 39-096—79. По указанному отраслевому стандарту предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих: тип 1 — клапаны тарельчатые — КОБ Т (рис. 2.3), тип 2 — клапаны конусные с резиновыми уплотнениями — КОБ (рис. 2.4).

Клапаны могут изготавливаться с правыми или левыми замковыми резьбами.

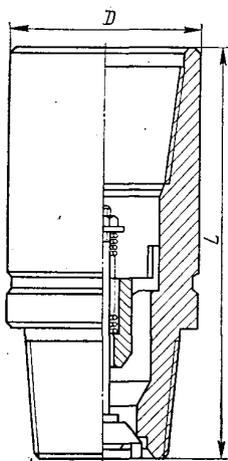


Рис. 2.3. Клапан обратный для бурильных труб тарельчатый (КОБ Т)

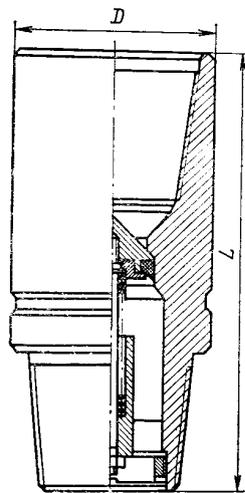


Рис. 2.4. Клапан обратный для бурильных труб конусный с резиновым уплотнителем (КОБ)

Таблица 2.4

Размеры клапанов (мм)

Типоразмер клапана	Условный диаметр труб (ГОСТ 631—75)		Замковая резьба (ГОСТ 5286—75)	Габариты		Масса, кг
	с вы- женными внутри концами	с вы- женными наружу концами		D	L	
КОБ Т 80-3-66	60	—	3-66	80	240	8
КОБ Т 95-3-76	73	—	3-76	95	260	9
КОБ Т 108-3-88	89	73	3-88	108	270	12
КОБ Т 120-3-102	—	89	3-102	120	290	25
КОБ Т 133-3-108	102	—	3-108	133	310	32
КОБ 146-3-121	114	102	3-121	146	350	40
КОБ 155-3-133	127	114	3-133	155	375	43
КОБ 178-3-147	140	—	3-147	178	410	45
КОБ 185-3-161	—	140	3-161	185	430	55
КОБ 203-3-171	168	—	3-171	203	450	65

Перечень типоразмеров, конструктивные типы, габариты и массы клапанов приведены в табл. 2.4.

Условное обозначение клапана состоит из сочетания букв КОБ, означающего «Клапан обратный бурильный»; буквы Т, обозначающей тарельчатого типа (см. рис. 2.3); двух- или трехзначных чисел, указывающих наружный диаметр клапана; двух- или трехзначных чисел с буквой З спереди, указывающих условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286—75, а в случае левой резьбы к обозначению замковой резьбы добавляется буква Л.

Примеры условного обозначения клапанов в технической документации или при заказе: клапана с наружным диаметром 108 мм тарельчатого типа — КОБ Т 108-3-88 ОСТ 39-096—79; клапана с наружным диаметром 178 мм конусного типа с резиновым уплотнением — КОБ 178-3-147 ОСТ 39-096—79.

Рабочее давление, выдерживаемое при запирании, для клапанов тарельчатого типа диаметрами 80—133 мм — 15 МПа, а для конусных клапанов с резиновыми уплотнениями диаметрами 146—203 мм — 35 МПа. Максимальная температура рабочей среды при эксплуатации клапанов не более 100°C.

Корпус клапана, являющийся основным несущим элементом конструкции, изготавливается из хромоникелевой стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для бурильных колонн.

Технические требования к конструкции клапана, правила приемки, методы контроля, а также требования по маркировке, упаковке, транспортированию и хранению приведены в ОСТ 39-096—79.

Опорно-центрирующие элементы

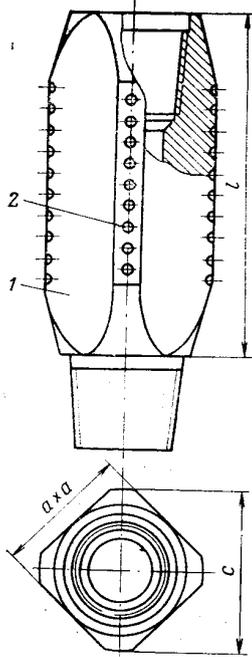


Рис. 2.5. Опора промежуточная квадратная (ОП)

К числу опорно-центрирующих элементов относятся: наддолотный калибратор, центраторы, стабилизаторы и промежуточные опоры. Калибраторы и центраторы выполняются как с прямыми, так и со спиральными ребрами, обычно с наружным диаметром, равным диаметру долота.

Наддолотный калибратор предназначен для улучшения работы долота и обеспечения номинального диаметра ствола скважины. Центраторы предназначены для борьбы с искривлением скважины и располагаются от одного до трех в компоновке УБТ в зависимости от интенсивности искривления. Как правило, центраторы для предотвращения искривления скважины устанавливаются на длине УБТ до 25 м.

Основные технические требования к калибраторам, центраторам и стабилизаторам предусмотрены ОСТ 39-078—79.

Значительная длина УБТ приводит к искривлению труб в результате потери их устойчивости, что ухудшает передачу нагрузки на долото, приводит к неравномерному вращению колонны и породоразрушающего инструмента и др. Кроме того, значительная длина УБТ

создает большую площадь контакта труб со скважиной, что способствует прихвату колонны под действием дифференциального давления.

С целью улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины применяют промежуточные опоры. Форма и размеры опор должны обеспечить ограничение поперечной деформации УБТ, вынос разбуренной породы, наименьший контакт со скважиной.

На рис. 2.5 изображена промежуточная опора квадратного сечения (ОП) конструкции АзНИПИнефти. Опоры для долот диаметром 139,7—212,7 мм изготавливают по ТУ 39-01-10-388—78 из стального проката; для долот диаметром 244,5—269,9 мм — по ТУ 39-146—75 из стального литья. Ребра опор армируются штырями из твердого сплава. Диаметр описанной окружности промежуточных опор равен $\approx 0,95 D_{\text{дол.}}$.

Ниже приводятся наибольшие поперечные размеры промежуточных опор и соответствующие диаметры долот.

Диаметр долота, мм	139,7 244,5	149,2—151 269,9	165,1	187,3—190,5	212,7—215,9
Наибольший размер опоры с, мм	133 230	143 255	153	181	203

Таблица 2.5

Расстояние между промежуточными опорами (м)

Диаметр УБТ, мм	Частота вращения колонны, об/мин			
	50	90	120	150
108—114	20	16	13,5	12
121	22	16,5	14	13
133	23,5	17,5	15	13,5
146	25	18,5	16	14,5
159	31	21,5	18,5	17
178	33	23,5	21	19

Промежуточные опоры устанавливаются на сжатом участке УБТ, если нагрузка на долото выше критической [6].

Рекомендуемые расстояния между опорами a при различных частотах вращения колонны даны в табл. 2.5.

Расстояние между опорами может быть увеличено до 10%; при бурении забойными двигателями расстояние принимается согласно табл. 2.5 для $n=50$ об/мин.

Количество опор

$$m = \frac{10^3 Q - g Q_k}{a g q_0} - 1,$$

но должно быть не менее двух.

Здесь Q — нагрузка на долото, кН; Q_k — масса наддолотной части комплекта УБТ, предназначенной для предупреждения искривления скважины, кг; g — ускорение свободного падения, m/c^2 ; q_0 — масса 1 м УБТ, кг.

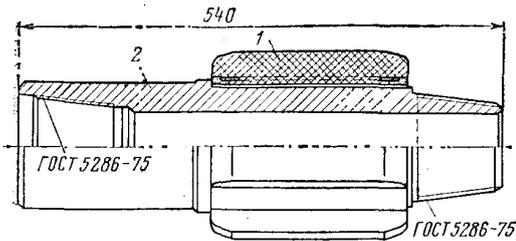
Бурение с применением промежуточных опор (ОП) должно проводиться непосредственно после разбуривания башмака предыдущей промежуточной колонны. Если интенсивность искривления скважины малая, то бурить можно без наддолотной компоновки с центраторами, используя для этого только промежуточные опоры.

Опоры квадратного сечения изготавливаются ПО «Азернефтемашремонт».

Для борьбы с желобными выработками, ограничения площади контакта со скважиной и уменьшения искривления ствола применяется упругий стабилизатор (СУ) конструкции АзНИПИнефти. Стабилизатор состоит из каркасной втулки 2, армированной резиной и свободно вращающейся на коротком полом вале 1, на обоих концах которого нарезана замковая резьба для присоединения к бурильной колонне (рис. 2.6). Поверхность втулки имеет желобчатую форму.

Наружный диаметр профильной втулки для работы с долотами диаметрами 215,9; 244,5; 269,9 мм соответственно равен 212, 241, 266 мм. Особенность упругого стабилизатора — вращение вала ста-

Рис. 2.6. Стабилизатор упругий (СУ)



билизатора вместе с колонной при практически невращающейся втулке.

Устанавливается стабилизатор как в компоновке УБТ, так и бурильной колонны. Выпускается упругий стабилизатор по ТУ 39-066—74 ПО «Азернефтемашремонт».

При бурении с долотами больших диаметров 295,3—393,7 мм для повышения устойчивости УБТ и ограничения поперечной деформации колонны используются промежуточные опоры (ОВ), состоящие из вала и вращающейся профильной втулки, изготовленной из алюминиевого сплава. Отношение диаметра втулки к диаметру скважины $\approx 0,97$. При вращении бурильной колонны втулка получает ограниченное вращение, в основном выполняя функцию опоры, поступательно перемещающейся вдоль скважины. Изношенные втулки заменяются на новые.

Установка вращающихся опор способствует также предупреждению образования желобных выработок.

В компоновке УБТ рекомендуется устанавливать две вращающиеся опоры ОВ с расстоянием между ними 20—28 м, при этом первая опора должна находиться от долота (или от конца наддолотной компоновки для борьбы с искривлением) на расстоянии 20—25 м.

Изготавливаются вращающиеся опоры ПО «Азернефтемашремонт».

ГЛАВА 3 КОНТРОЛЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИИ

Калибры

Калибры для резьбы бурильных труб по ГОСТ 631—75 (тип 1, 2)

Для проверки резьбы бурильных труб и муфт к ним по ГОСТ 631—75, а также трубной резьбы замков бурильных труб по ГОСТ 5286—75 применяют следующие калибры:

1) резьбовой калибр-пробку для проверки резьбы муфт и трубной резьбы замков бурильных труб по натягу, а также для припасовки резьбовых калибров-колец (рис. 3.1, а);

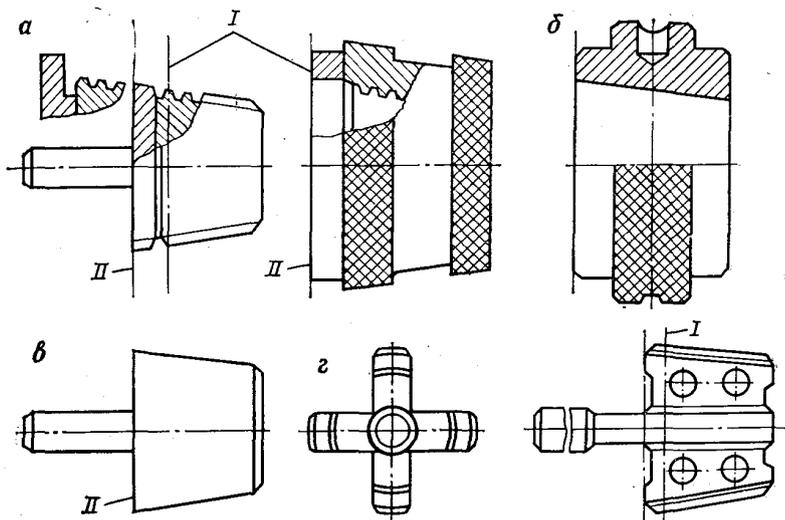


Рис. 3.1. Калибры для проверки резьбы буровых труб и муфт к ним:
а — резьбовые калибр-пробка и калибр-кольцо; *б* — гладкий калибр-кольцо; *в* — гладкий калибр-пробка (контрольная); *г* — гладкий калибр-пробка (крестовина); *I, II* — основная и измерительная плоскости

2) резьбовой рабочий калибр-кольцо для проверки резьбы буровых труб по натягу (рис. 3.1, *а*);

3) гладкий контрольный конический калибр-пробку для припасовки гладких рабочих калибров-колец (рис. 3.1, *в*);

4) гладкий рабочий конический калибр-кольцо для проверки конусности резьбы труб по наружному диаметру (рис. 3.1, *б*);

5) гладкий рабочий конический калибр-пробку для проверки конусности резьбы муфт буровых труб и трубной резьбы замков буровых труб по внутреннему диаметру (сплошная пробка для труб диаметром до 114 мм и крестовина для остальных размеров, (рис. 3.1, *г*).

Из партии резьбовых калибров-пробок отбирают калибры, используемые затем как контрольные для припасовки резьбовых калибров-колец.

Для проверки углубления («кармана») резьбы применяют полную гладкую укороченную пробку, а для проверки овальности — гладкий калибр-пробку (лопатку).

Резьбовые и гладкие калибры для проверки резьбы буровых труб с высаженными концами и муфт к ним, а также буровой резьбы в замках изготавливают в соответствии с ГОСТ 10653—84 «Калибры для треугольной резьбы буровых труб с высаженными концами и муфт к ним».

Размеры и профиль резьбы калибров должны соответствовать величинам, указанным на рис. 3.2 и в табл. 3.1, 3.2.

Таблица 3.1

Размеры калибров для труб с высаженными внутрь концами (мм)

Условный диаметр трубы	Шаг резьбы P	Диаметры в основной плоскости						L_1^{+4}	l_1	l	Ширина проточки B	Длина кольца $L \pm 0,3$	Диаметры		Канавка $b_1/2$	Натяг для колец при припасовке к пробке H	
		Пробка			Кольцо								$D_1 \text{ min}$	$D_2 \text{ max}$			
		$d_{-0,075}^{+0,125}$	$d_2 \pm 0,025$	$d_1 \text{ max}$	$d_{-0,075}^{+0,125}$	$d_2 \pm 0,025$	d_{min}										
60	3,175	59,665	58,439	56,553	57,213	58,439	60,325	54	19,935	39,065	20 \pm 2	46,88	63	55	0,35	14,5 \pm $\pm 0,1$	
73		72,365	71,139	69,253	69,913	71,139	73,025	67				52,065	59,88	76			68
89		88,240	87,014	85,128	85,788	87,014	88,900	67				52,065	59,88	92			84
102		100,940	99,714	97,828	98,488	99,714	101,600	76				61,065	68,88	106			96
114		113,640	112,414	110,528	111,188	112,414	114,300	86				71,065	78,88	118			109
127		126,340	125,114	123,228	123,888	125,114	127,000	86				71,065	78,88	131			122
140		140,340	139,414	137,528	138,188	139,414	141,300	92				77,065	84,88	145			136
168		167,615	166,389	164,503	165,163	166,389	168,275	98,5				83,565	91,38	172			163

Таблица 3.2

Размеры калибров для труб с высаженными наружу концами (мм)

Условный диаметр трубы	Шаг резьбы P	Диаметры в основной плоскости						L_1^{+4}	l_1	l	Ширина проточки B	Длина кольца $L \pm 0,3$	Диаметры		Канавка $b_1/2$	Натяг для колец при припасовке к пробке H	
		Пробка			Кольцо								$D_1 \text{ min}$	$D_2 \text{ max}$			
		$d_{-0,075}^{+0,125}$	$d_2 \pm 0,025$	$d_1 \text{ max}$	$d_{-0,075}^{+0,125}$	$d_2 \pm 0,025$	d_{min}										
60	3,175	66,802	65,576	63,690	64,350	65,576	67,462	54	19,935	39,065	20 \pm 2	46,88	71	61	0,35	14,5 \pm $\pm 0,1$	
73		81,103	79,877	77,991	78,651	79,877	81,763	67				52,065	59,88	85			76
89		96,470	95,244	93,358	94,018	95,244	97,130	67				52,065	59,88	100			91
102		113,640	112,414	110,528	111,188	112,414	114,300	86				71,065	78,88	117			98
114		126,340	125,114	123,228	123,888	125,114	127,000	86				71,065	78,88	130			121
140		153,340	152,114	150,228	150,888	152,114	154,000	92				77,065	84,88	157			148

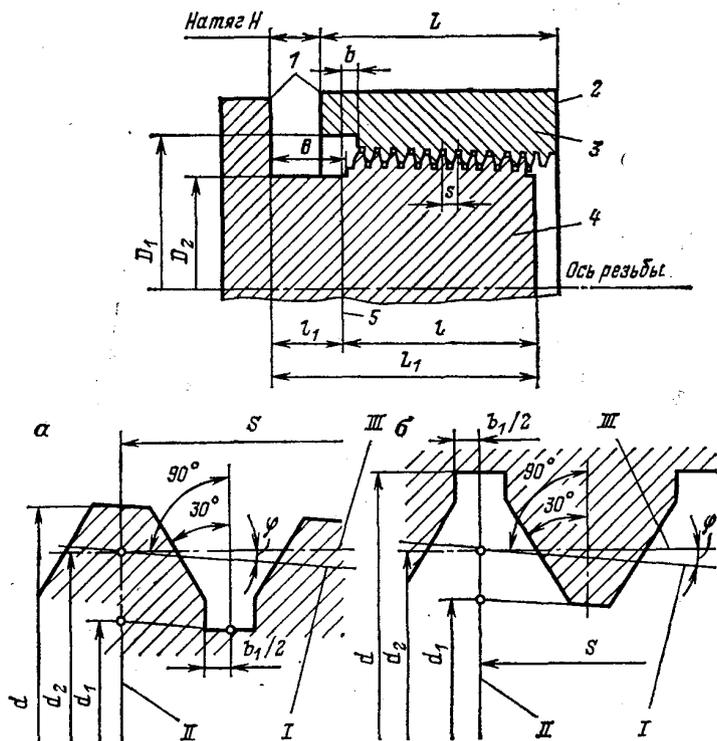


Рис. 3.2. Резьбовые калибры для проверки трубной резьбы буровых труб и муфт к ним:

1 — измерительная плоскость пробки (измерительная плоскость смещена на 5 мм от конца сбега трубы); 2 — измерительная плоскость кольца; 3 — калибр-кольцо; 4 — калибр-пробка; 5 — основная плоскость; а — профиль резьбы калибр-пробки; б — профиль резьбы калибр-кольца; I — линия среднего диаметра; II — основная плоскость; III — линия, параллельная оси резьбы

Шаг резьбы измеряется параллельно оси резьбы; биссектриса угла профиля перпендикулярна к оси резьбы; конусность резьбы $2tg\varphi = 1:16$; форма проточки по впадинам резьбы не стандартизируется.

Отклонения по шагу резьбы, половине угла профиля, а также конусности по линии среднего диаметра не должны превышать величин, указанных в табл. 3.3

Технические требования к калибрам

1. Калибр-кольца и измерительные части калибров-пробок изготовляют из стали марок ШХ15 по ГОСТ 801—78 или ХГ и Х по ГОСТ 5950—73.

Калибры в процессе изготовления должны быть подвергнуты старению.

Твердость поверхности резьбы и измерительных плоскостей устанавливается в пределах НРС 56—64.

Таблица 3.3

Калибр	Предельные отклонения		
	по шагу резьбы, мм	по половине угла профиля резьбы, мин	по конусности по линии среднего диаметра, мм
Пробка	$\pm 0,015$	± 12	$+0,025$
Кольцо	$\pm 0,022$	± 18	$-0,005$ $-0,030$

Примечания: 1. Отклонения по шагу резьбы относятся к расстоянию между любыми двумя витками резьбы калибра.
2. Отклонения по шагу между внешней боковой стороной профиля первого полного витка у торцов пробки или кольца и соответствующей по наклону стороной любого другого витка резьбы не должны превышать предельных отклонений по шагу со знаком плюс, указанных в табл. 3.3; отклонения со знаком минус не нормируются.
3. Отклонения конусности по линии среднего диаметра резьбы калибра относятся соответственно к длине резьбы и кольца минус два их крайних витка (по одному с каждой стороны).
4. Величина *b* должна быть не менее 0,5 шага резьбы.

2. Первые витки резьбы с каждой стороны калибра должны быть пригнаны до основания.

3. Шероховатость поверхности резьбы (за исключением проточек по впадинам) должна быть не ниже 9-го класса чистоты, а измерительных плоскостей — не ниже 8-го класса по ГОСТ 2789—73.

4. Отклонения от прямолинейности сторон профиля резьбы калибров не должны обнаруживаться при проверке на микроскопе 30-кратного увеличения.

Калибр-кольца должны быть припасованы к калибру-пробке с натягом Н, указанным в табл. 3.1—3.2. Калибр-пробка для припасовки должен быть отобран или изготовлен отдельно с отклонениями шага резьбы не более $\pm 0,013$ мм, а отклонение половины угла профиля не должно превышать ± 10 мин. Отклонение конусности указано в табл. 3.3. Калибр-пробка для припасовки должен входить в число заказанных калибров каждой поставки.

К одной пробке должно быть припасовано не более 10 калибров-колец.

Натяг при припасовке колец к пробке определяют после свинчивания пробки с кольцом усилием одного человека, которое прикладывается к обоим концам двух стержней, вставленных в отверстия на наружной поверхности кольца. Длина каждого стержня должна быть равна диаметру кольца. При припасовке калибра-кольца к калибр-пробке отклонение от параллельности между измерительными плоскостями не должно быть более 0,05 мм.

Детали калибров должны быть надежно соединены между собой, чтобы в процессе их эксплуатации измерительные части не качались.

Предельный износ калибр-пробок по среднему диаметру на всей длине резьбы допускается на 0,038 мм для диаметров 60—114 мм и на 0,045 мм для диаметров от 127 до 168 мм.

Натяг Н калибр-колец в эксплуатации должны проверять калибр-пробкой, к которому они были припасованы при изготовлении,

или другой пробкой (по фактическому начальному натягу), предельные отклонения которой соответствуют требованиям стандарта.

Предельный износ калибр-колец, определяемый уменьшением номинального натяга, допускается на 0,6 мм у калибра для диаметров 60—114 мм и на 0,75 мм у калибров для диаметров от 127 до 168 мм.

По требованию заказчика допускается поставка отдельно калибр-пробок и калибр-колец. Кольца независимо от их количества (до 10) поставляют каждому потребителю, как правило, с пробкой, к которой они были припасованы.

Маркировка и упаковка

На каждом калибре должны быть нанесены: наименование и тип трубы, для которой предназначен калибр; условный диаметр трубы в мм; обозначение калибров с левой резьбой; натяг у торца трубы A_T (номинальный) на кольцах по ГОСТ 631—75 и натяг H (номинальный) на пробках; порядковый номер калибра; месяц и год изготовления; товарный знак предприятия-поставщика; номер стандарта.

Примеры маркировки

Калибр-пробка для бурильных труб с высаженными внутрь (наружу) концами условного диаметра трубы 114 мм: *бур-вн(нар)114 Н 14,5 51 V—85 ГОСТ 10653—84.*

(товарный знак завода-поставщика)

Калибр-кольцо для бурильных труб с высаженными внутрь (наружу) концами условного диаметра трубы 140 мм: *бур-вн(нар) 140 A_T 2,39 30 IV—85 ГОСТ 10653—84.*

(товарный знак завода-поставщика)

При припасовке к одной калибр-пробке одного или нескольких калибр-колец номер на эти кольца наносят в виде дроби, числитель которой указывает номер пробки, а знаменатель — порядковый номер кольца.

Калибр-пробка снабжается аттестатом. В аттестате должны быть указаны фактические отклонения шага, половины угла профиля, конусности по линии среднего диаметра и по среднему диаметру резьбы в основной плоскости.

Каждая поставляемая партия калибров должна снабжаться документом, удостоверяющим соответствие калибров требованиям стандарта.

Калибры для контроля соединений бурильных труб со стабилизирующими поясками и замков к ним по ГОСТ 631—75 (тип 3, 4)

Для проверки трубной правой и левой трапецеидальной резьбы ТТ, конических стабилизирующих поясков бурильных труб по ГОСТ 631—75 и конических расточек замков ЗШК, ЗУК по ГОСТ 5286—75 в соответствии с ГОСТ 22634—77 применяются типы калибров, приведенные в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Типы калибров и их применение

Тип калибра	Область применения
Калибр-пробка Р	Контроль внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости и профиля резьбы замков для бурильных труб
Калибр-пробка Г	Контроль внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости и конусности (разности внутренних диаметров) резьбы замков для бурильных труб
Калибр-пробка Г-С	Контроль диаметра в расчетной плоскости конической расточки и конусности (разности диаметров) расточки замков для бурильных труб
Калибр-кольцо Р-П	Контроль внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости и профиля резьбы бурильных труб
Калибр-кольцо Р-Н	Контроль внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости бурильных труб
Калибр-пробка К-Г-Р	Контроль внутреннего диаметра резьбы в измерительной плоскости рабочих калибров-колец Р-П и Р-Н
Калибр-кольцо Г	Контроль наружного диаметра резьбы в основной плоскости и конусности (разности наружных диаметров) резьбы бурильных труб
Калибр-пробка К-Г-Г	Контроль диаметра в измерительной плоскости гладкого рабочего калибра-кольца Г
Калибр-кольцо Г-С	Контроль диаметра в расчетной плоскости конического стабилизирующего пояса и конусности (разности диаметров) пояса бурильных труб
Калибр-пробка К-Г-Г-С	Контроль диаметра в измерительной плоскости гладкого рабочего калибра-кольца Г-С

Основные размеры (в мм) рабочих и контрольных калибров, профиль резьбы и их предельные отклонения указаны на рис. 3.3; 3.4; 3.5 и в табл. 3.5—3.9.

Таблица 3.5

Резьба	Диаметр резьбы в основной плоскости		$d_{1-0,4}$	Обозначение замка по ГОСТ 5286—75
	$d_{+0,05}$	$d_{\text{РН}+0,01}$		
ТТ78×5,08×1:32	81,95	78,35	76,0	ЗУК-108
ТТ82×5,08×1:32	85,94	82,34	78,0	ЗШК-118
ТТ94×5,08×1:32	97,91	94,31	90,0	ЗУК-120, ЗШК-133
ТТ107×5,08×1:32	110,89	107,29	103,0	ЗУК-146
ТТ122×5,08×1:32	125,85	122,25	118,0	ЗУК-155
ТТ132×5,08×1:32	135,83	132,23	128,0	ЗШК-178

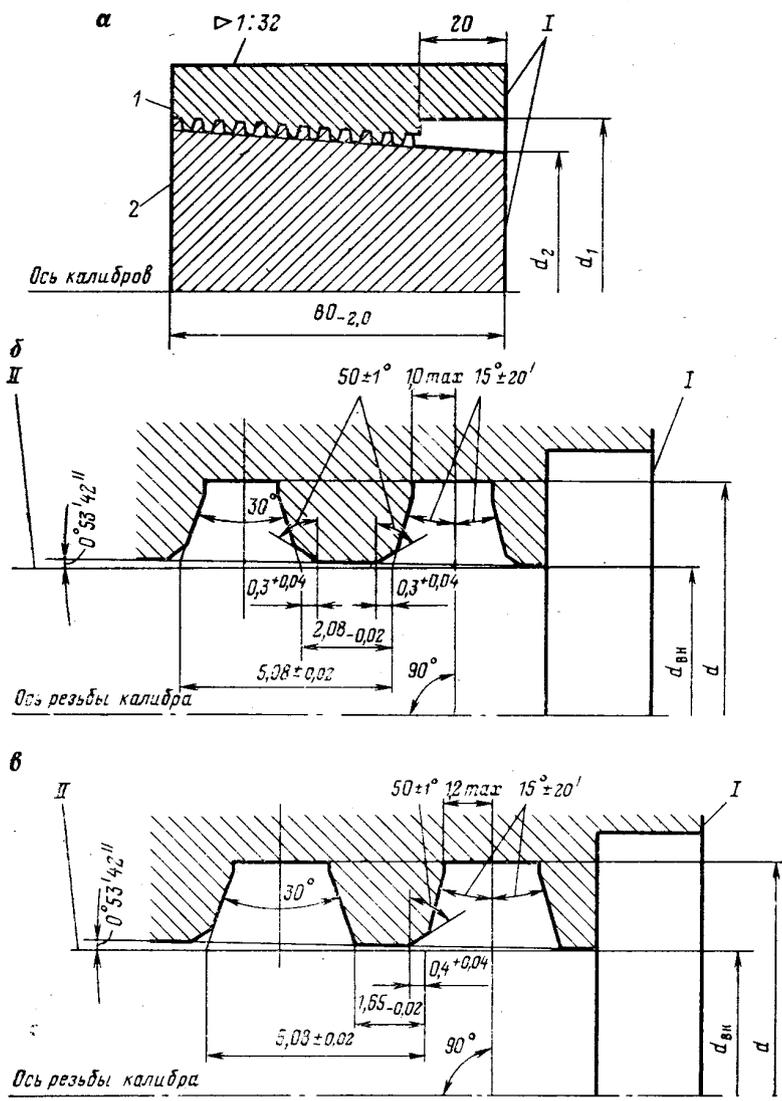


Рис. 3.3. Гладкая контрольная калибр-пробка КГР и резьбовые калибры кольца (а) с полным Р-П (б) и неполным Р-Н (в) профилем для контроля резьбы ТТ: I — калибр-кольцо; 2 — гладкая контрольная калибр-пробка; I — измерительная плоскость; II — линия, параллельная оси резьбы

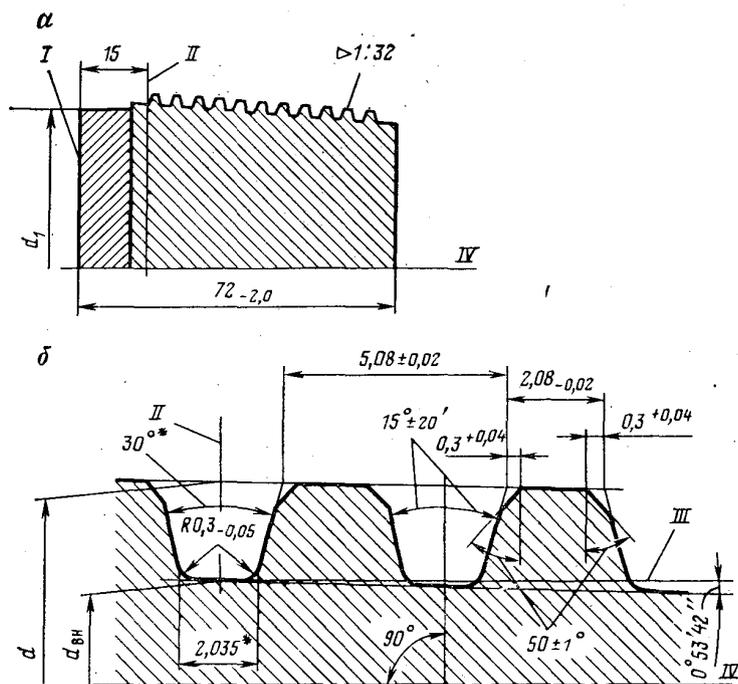


Рис. 3.4. Калибр-пробка Р (а) и его профиль (б) для контроля резьбы ТТ:
 I — измерительная плоскость; II — основная плоскость; III — линия, параллельная оси
 резьбы; IV — ось резьбы калибра
 * — размеры для справок

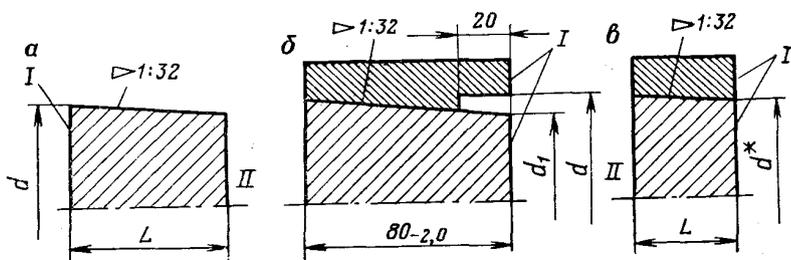


Рис. 3.5. Гладкие калибры-пробки и калибры-кольца для контроля резьбы ТТ:
 а — калибры-пробки Г и Г-С; б — калибр-кольцо Г и калибр-пробка К-Г-Г; в — калибр-
 кольцо Г-С и калибр-пробка К-Г-Г-С; I — измерительная плоскость; II — ось калибров
 * — размер для справок для калибр-кольца Г-С

Предельные отклонения разности диаметров резьбы на длине 100 мм: калибр-пробок $P+0,020$ мм, а калибр-колец $P-II, P-N_{-0,010}^{-0,035}$ мм.

Предельные отклонения разности диаметров гладких калибров на длине 100 мм: калибр-пробок К-Г-Р, К-Г-Г, К-Г-Г-С $+0,020$ мм; калибр-пробок Г и Г-С $+0,025$ мм; калибр-колец Г и Г-С $_{-0,035}^{-0,010}$ мм.

Таблица 3.6

Резьба	Тип калибра				Обозначение замка по ГОСТ 5286—75
	Г		Г-С		
	$d \pm 0,01$	$L_{-2,0}$	$d \pm 0,01$	$L_{-2,0}$	
ТТ78×5,08×1:32	78,444	60	85,375	42	ЗУК-108 ЗШК-118 ЗУК-120, ЗШК-133
ТТ82×5,08×1:32	82,434		89,365		
ТТ94×5,08×1:32	94,404		101,335		
ТТ107×5,08×1:32	107,384	50	114,565	50	ЗУК-146 ЗУК-155 ЗШК-178
ТТ122×5,08×1:32	122,344		129,525		
ТТ132×5,08×1:32	132,324		139,505		

Таблица 3.7

Резьба	Тип калибра				Обозначение буриль- ной трубы по ГОСТ 631—75
	Р-П и Р-Н			К-Г-Р	
	Диаметр резьбы в измерительной плоскости		d_1		
	d , не менее	$d_{вн}$		$d_2 \pm 0,01$	
ТТ78×5,08×1:32	82,5	76,256	85	76,256	НК-73
ТТ82×5,08×1:32	86,5	80,256	89	80,256	ВК-89
ТТ94×5,08×1:32	98,5	92,256	101	92,256	НК-89; ВК-102
ТТ107×5,08×1:32	111,5	105,256	114	105,256	НК-102; ВК-114
ТТ122×5,08×1:32	126,5	120,256	129	120,256	НК-114; ВК-127
ТТ132×5,08×1:32	136,5	130,256	139	130,256	ВК-140

Таблица 3.8

Резьба	Тип калибра		Обозначение бурильной тру- бы по ГОСТ 631—75
	Г	К-Г-Г	
	d	$d_1 \pm 0,01$	
ТТ78×5,08×1:32	85	79,656	НК-73
ТТ82×5,08×1:32	89	83,656	ВК-89
ТТ94×5,08×1:32	101	95,656	НК-89; ВК-102
ТТ107×5,08×1:32	114	108,656	НК-102; ВК-114
ТТ122×5,08×1:32	129	123,656	НК-114; ВК-127
ТТ132×5,08×1:32	139	133,656	ВК-140

Предельные отклонения разности диаметров резьбы калибра-пробки относятся к внутреннему и наружному диаметрам, а калибр-колец — к внутреннему диаметру. Предельные отклонения шага резьбы, измеряемой параллельно оси, относятся к шагу между двумя любыми витками.

Таблица 3.9

Резьба	Тип калибра				Обозначение буровой трубы по ГОСТ 631—75
	Г-С		К-Г-Г-С		
	d	$L_{-2,0}$	$d_{\pm 0,01}$	$L_{-0,2}$	
ТТ78×5,08×1:32 ТТ82×5,08×1:32 ТТ94×5,08×1:32	84,500 88,500 100,500	38	84,500 88,500 100,500	38	НК-73 ВК-89 НК-89; ВК-102
ТТ107×5,08×1:32 ТТ122×5,08×1:32 ТТ132×5,08×1:32	113,500 128,500 138,500	46	113,500 128,500 138,500	46	НК-102; ВК-114 НК-114; ВК-127 ВК-140

Несовпадение измерительных плоскостей при припасовке резьбовых и гладких калибр-колец к соответствующим гладким контрольным калибр-пробкам должно быть не более $\pm 0,15$ мм.

Допуск параллельности измерительных плоскостей 0,05 мм, а перпендикулярности к оси резьбы 0,025 мм.

Калибры изготавливаются из сталей марок Х по ГОСТ 5950—73, ШХ15СГ или ШХ15СГ по ГОСТ 801—78.

На резьбовых калибрах должны быть грязевые канавки, пересекающие витки резьбы по образующей резьбового конуса и расположенные равномерно по окружности. Одна из грязевых канавок должна проходить перед началом первого полного витка.

Параметр шероховатости поверхностей R_a по ГОСТ 2789—73 не должен быть более 0,32 мкм для резьбы (за исключением проточек по впадинам калибр-колец Р-П и Р-Н) и рабочих поверхностей гладких калибров и 0,63 мкм для измерительных плоскостей.

Допуск прямолинейности боковых сторон профиля 0,003 мм.

На рабочих поверхностях калибров не должно быть царапин, рисок, дробленостей, следов коррозии.

По заказу потребителя допускается изготовление отдельно рабочих резьбовых и гладких калибр-пробок или калибр-колец.

Калибры-кольца в количестве до 10 должны комплектоваться одной гладкой контрольной калибр-пробкой, к которому они должны быть припасованы.

К каждому калибру должен быть приложен паспорт с указанием: обозначения резьбы, обозначения типа калибра, порядкового номера калибра, даты выпуска, товарного знака предприятия-изготовителя, обозначения стандарта.

Маркировка, упаковка, транспортирование. На калибр-пробках и калибр-кольцах должны быть нанесены: обозначение резьбы; обозначение типа калибра; порядковый номер калибра; обозначение настоящего стандарта; дата выпуска; товарный знак предприятия-изготовителя.

На резьбовом калибре с левой резьбой добавляется слово «лев».

При припасовке к одной гладкой контрольной калибр-пробке одного или нескольких резьбовых или гладких калибр-колец номера на этих калибрах наносится в виде дроби, в числителе которой указывается номер калибр-пробки, а в знаменателе — порядковый номер припасованного калибр-кольца.

Примеры маркировки калибров:

калибр-пробка гладкий рабочий для контроля внутреннего диаметра и конусности резьбы ТТ122×5,08×1:32:

ТТ 122 Г ГОСТ 22634—77 35.IV.84 (товарный знак);

калибр-кольцо резьбовой рабочий с неполным профилем для контроля внутреннего диаметра резьбы ТТ 132×5,08×1:32:

ТТ 132 Р-Н ГОСТ 22634—77 5/2 VII.84 (товарный знак).

Калибры должны быть подвергнуты консервации. Срок действия консервации — один год.

Калибры после консервации следует обернуть в конденсаторную бумагу по ГОСТ 1908—82Е и упаковать в деревянные ящики по ГОСТ 15623—84, выложенные внутри водонепроницаемым материалом.

На каждом ящике должна быть наклеена этикетка с указанием: наименования изделия; обозначения резьбы и типа калибра; количества калибров; даты выпуска; товарного знака предприятия-изготовителя; обозначения стандарта.

При транспортировании ящики с калибрами должны быть установлены так, чтобы исключалась возможность их перемещения.

Упакованные калибры должны храниться в вентилируемом помещении при температуре от 10 до 35°С. В воздухе не должно быть присутствия паров кислот и щелочей. Относительная влажность воздуха — не более 80%.

Пробки и кольца должны храниться отдельно.

Калибры для замковой резьбы замков бурильных труб по ГОСТ 5286—75

Для проверки резьбы замков бурильных труб по ГОСТ 5286—75 применяют следующие калибры:

1) резьбовой калибр-пробку для проверки замковой резьбы по натягу и припасовки резьбовых калибр-колец;

2) резьбовой рабочий калибр-кольцо для проверки замковой резьбы по натягу;

3) гладкий контрольный конический калибр-пробку для припасовки рабочих гладких калибр-колец;

4) гладкий рабочий конический калибр-кольцо для проверки конусности наружной замковой резьбы по наружному диаметру;

5) гладкий рабочий конический калибр-пробку для проверки конусности внутренней замковой резьбы по внутреннему диаметру;

6) сплошную пробку для замков размером до 146 мм и сварную (крестовину) для остальных размеров.

Для проверки углубления («кармана») в замковой резьбе используют полную гладкую укороченную пробку.

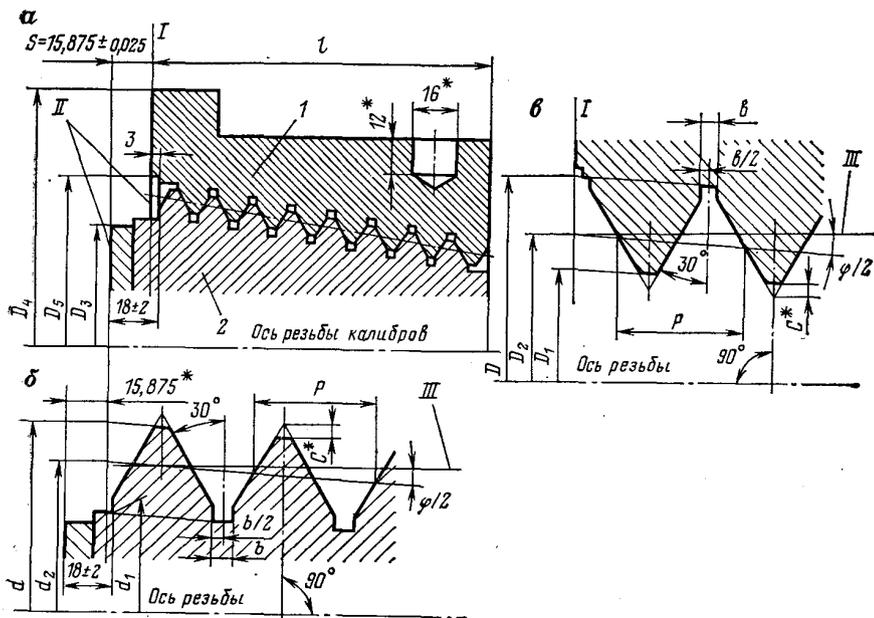


Рис. 3.6. Калибры для контроля замковой резьбы по ГОСТ 5286—75:

а — резьбовые калибр-кольцо (1) и калибр-пробка (2); *б* — профиль калибр-пробки; *в* — профиль калибр-кольца; *I* — основная плоскость; *II* — измерительная плоскость; *III* — линия, параллельная оси резьбы

* — размеры для справок

Гладкие калибры выпускают по ТУ 2-034-98—76.

Калибры для проверки резьбы замков бурильных труб изготовляют в соответствии с ГОСТ 8867—77 «Калибры для замковой резьбы».

Размеры (в мм) резьбы калибров и профиль должны соответствовать величинам, указанным на рис. 3.6 и в табл. 3.10.

Предельные отклонения элементов профиля, профиля резьбы, допуски на перпендикулярность измерительной плоскости калибр-пробки к оси резьбы, а также допуски параллельности измерительной плоскости приспособленного калибр-кольца относительно измерительной плоскости калибр-пробки указаны (в мм) в табл. 3.11, 3.12.

По временно действующей системе контроля замковой резьбы из партии резьбовых калибров отбирают калибры, используемые затем как контрольные. Припасовочная пробка должна иметь наименьшие отклонения.

Калибры-кольца должны быть приспособлены к калибр-пробкам с натягом: $H = 15,875^{+0,06}$ мм при конусности резьбы 1:4; $H = 15,875^{+0,08}$ мм при конусности резьбы 1:6.

Натяг H определяют после затяжки резьбы кольца и пробки при помощи рычага и падающего с высоты 150 мм груза. Число ударов груза при затяжке резьбы должно быть не менее 12. Длина

Таблица 3.10

Замковая резьба	Конусность $2tg\varphi/2$	Число ниток на длине 25,4 мм	Шаг P	Диаметры в основной плоскости						$D_3 \pm 0,5$	$D_4 \pm 1$	D	$L \pm 2,5$	$l \pm 2,5$	$b/2$, не более	c
				Калибр-пробка			Калибр-кольцо									
				$d \pm 0,05$	d_1 , не более	d_2	D , не менее	$D_1 \pm 0,5$	D_2							
3-66	1:4	5	5,080	62,452	56,4	60,080	63,8	57,708	60,080	54,1	95	70,0			0,50	1,002
3-73	1:6	4	6,350	70,147	63,2	67,767	72,4	65,387	67,767	60,2	106	78,5	76	60	0,85	1,554
3-76	1:4	5	5,080	71,977	65,9	69,605	73,3	67,234	69,605	63,7	108	79,5	89	73	0,50	1,002
3-86	1:6	4	6,350	83,228	76,2	80,848	85,5	78,468	80,848	73,3	130	91,5			0,85	1,554
3-88	1:4	5	5,080	84,664	78,6	82,293	86,0	79,920	82,293	76,3	127	92,0	95	79	0,50	1,002
3-101				97,215	91,2	94,844	98,5	92,471	94,844	88,9	140	104,5				
3-102	1:6	4	6,350	99,103	92,1	96,723	101,3	94,343	96,723	89,1	143	107,5	102	86	0,85	1,554
3-108				105,808	98,8	103,429	108,0	101,049	103,429	95,9	149	114,0	114	98		
3-117	1:4	5	5,080	113,239	107,2	110,868	114,6	108,495	110,868	104,9	159	120,5	108	92	0,50	1,002
3-121				117,485	111,4	115,113	118,8	112,740	115,113	109,1	165	125,0	102	86		
3-122	1:6			119,878	112,9	117,500	122,1	115,120	117,500	110,0	165	128,0				
3-133				130,439	123,4	128,059	132,7	125,680	128,059	120,5	181	139,0	114	98	0,85	1,554
3-140	1:4			135,972	128,3	132,944	137,5	129,915	132,944	125,9	190	143,5	120	104		1,222
3-147		4	6,350	145,049	137,4	142,011	146,6	138,973	142,011	134,4	197	152,5			0,65	1,225
3-152	1:6			149,286	141,6	146,248	150,9	143,210	146,248	138,4	210	157,0				
3-161				159,019	151,4	155,981	160,6	152,943	155,981	148,1	220	166,5	127	111		
3-171				168,635	161,0	165,598	170,2	162,560	165,598	157,7	229	176,0				

Примечание. Конусность $2tg\varphi/2=1:6$; $\varphi=9^{\circ}31'38,2''$; $\varphi/2=4^{\circ}45'49,1''$.
 Конусность $2tg\varphi/2=1:4$; $\varphi=14^{\circ}15'0,1''$; $\varphi/2=7^{\circ}7'30''$.

Таблица 3.11

Параметры резьбы	Предельные отклонения			
	Рабочий калибр		Контрольный калибр	
	Пробка	Кольцо	Пробка	Кольцо
Средний диаметр d_2	$\pm 0,01$	—	$\pm 0,005$	—
Шаг P	$\pm 0,01$	$\pm 0,015$	$\pm 0,007$	$\pm 0,012$
Угол наклона боковой стороны профиля 30°	$\pm 7'$	$\pm 15'$	$\pm 5'$	$\pm 12'$
Разность средних диаметров на длине l (конусность) для резьбы:				
3-66—3-108	+0,010	-0,01	+0,010	-0,01
		-0,03		-0,03
3-117—3-133	+0,015	-0,01	+0,015	-0,01
		-0,04		-0,04
3-140—3-147	+0,020	-0,01	+0,020	-0,01
		-0,05		-0,05
3-152—3-171	+0,025	-0,01	+0,025	-0,01
		-0,06		-0,06

Таблица 3.12

Замковая резьба	Допуск перпендикулярности		Допуск параллельности	
	Калибр-пробка		Рабочий калибр	Контрольный калибр
	рабочий	контрольный		
3-66—3-88	0,015	0,010	0,020	0,015
3-101—3-133	0,020	0,015	0,025	0,018
3-140—3-171	0,025	0,018	0,030	0,020

рычага 170 мм, масса груза в зависимости от размера калибра 0,9—1,8 кг.

ГОСТ 8867—77 предусматривает применение централизованной системы контроля с использованием эталонных (образцовых) и контрольных калибров. В соответствии с этой системой необходимо сравнение величины натяга всех контрольных калибров, находящихся в эксплуатации и вновь изготовляемых, с соответствующей образцовой калибр-пробкой и образцовым калибр-кольцом (рис. 3.7). Парные контрольные калибры считаются годными, если после контроля всех элементов резьбы и натяга в паре (при взаимном свинчивании) натяг S_1 или S'_1 , S_2 или S'_2 не превышает $15,875 \pm \pm 0,1$ мм.

При определении натяга S_3 или S'_3 и S_4 или S'_4 рабочих калибров (см. рис. 3.7) следует учитывать отклонения от номинального натяга контрольных калибров, определяемые по образцовым калибрам.

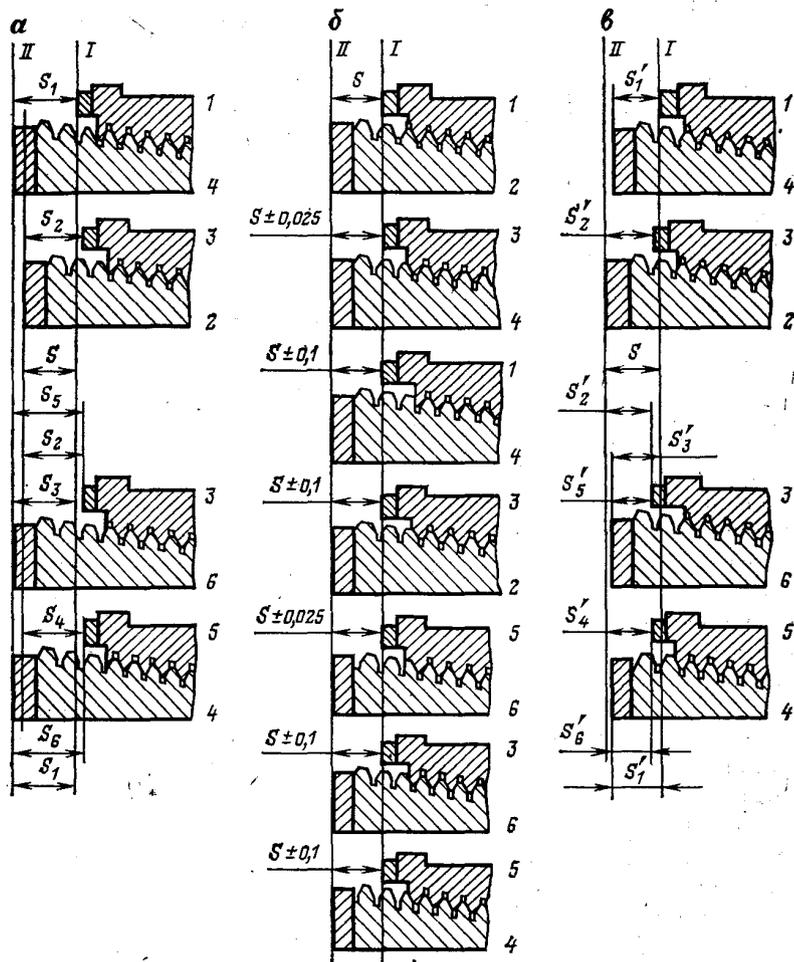


Рис. 3.7. Схема контроля замковой резьбы с помощью образцовых и контрольных калибров:

а — наибольшие предельные значения натягов; *б* — номинальные натяги; *в* — наименьшие предельные значения натягов; *I* — основная плоскость; *II* — измерительная плоскость; *1* — образцовый калибр-кольцо; *2* — образцовый калибр-пробка; *3* — контрольный калибр-кольцо; *4* — контрольный калибр-пробка; *5* — рабочий калибр-кольцо; *6* — рабочий калибр-пробка

Натяг рабочих калибров рассчитывается по формулам:

для максимального натяга

$$S_3 = S_5 - (S_2 - S);$$

$$S_4 = S_6 - (S_1 - S);$$

для минимального натяга

$$S'_3 = S'_5 + (S - S'_2);$$

$$S'_4 = S'_6 + (S - S'_1);$$

где S — номинальный натяг, равный 15,875 мм; S_1, S_1', S_2, S_2' — натяги контрольных калибров, определяемые по соответствующему образцовому калибру; S_5, S_5', S_6, S_6' — натяги рабочих калибров, определяемые по соответствующему контрольному калибру; S_3, S_3' — натяги рабочего калибр-пробки, определяемые относительно образцового калибр-кольца; S_4, S_4' — натяги рабочего калибр-кольца, определяемые относительно образцового калибр-пробки.

При контроле ниппелей рабочими калибр-кольцами за номинальный натяг должны приниматься величины S_4 или S_4' .

При контроле муфт рабочими калибр-пробками необходимо учитывать разность натягов ($S_3 - S$) или ($S - S_3$).

Калибры изготавливаются по рабочим чертежам завода-изготовителя, измерительные детали калибра изготавливаются из стали марок X по ГОСТ 5950—73, ШХ15 или ШХ15СГ по ГОСТ 801—78, твердость HRC 58—62.

Параметр шероховатости: резьбы $R_a \leq 0,32$ мкм, а измерительных поверхностей — $R_a \leq 0,63$ мкм.

Рабочие калибры считаются годными, если после проверки всех элементов резьбы и натяга в паре (при взаимном свинчивании) натяги S_3 или S_3' или S_4 не превышают $15,875 \pm 0,1$ мм. Комплект рабочих и контрольных калибров должен состоять из пробки и припасованного к ней кольца. По заказу потребителя допускается изготовление отдельно рабочих калибр-пробок или рабочих калибр-колец. При заказе только рабочих калибр-колец они должны комплектоваться (не более 10) с одной рабочей пробкой, к которой были припасованы.

К каждому калибру прилагается паспорт с обозначением резьбы, типа калибра (рабочий, контрольный), значения натягов (S_3 или S_3', S_4 или S_4' — для рабочих калибров и S_1 или S_1', S_2 или S_2' — для контрольных), номера калибра, даты выпуска, завода-изготовителя, номера стандарта.

Маркировка, упаковка.

На калибрах наносятся: обозначение замковой резьбы, левой — добавляется «лев», на контрольном — «контрольный», номер калибра, дата изготовления, завод-изготовитель, номер стандарта.

На калибр-кольце порядковый номер наносится в виде дроби: в числителе указывается номер калибр-пробки, к которой припасовано кольцо, в знаменателе — номер кольца. Калибры должны быть подвергнуты консервации по ГОСТ 9.014—78.

Калибры для резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт по ГОСТ 7909—56, а также для трубной резьбы замков бурильных труб колонкового и геологоразведочного бурения по ГОСТ 7918—75

Для проверки резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним по ГОСТ 7909—56, а также для трубной резьбы замков

бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения по ГОСТ 7918—75 применяют следующие калибры:

1) резбовой калибр-пробку для проверки резьбы муфт и трубной резьбы замков по натягу, а также для припасовки резбовых калибров-колец;

2) резбовой калибр-кольцо для проверки резьбы труб по натягу;

3) гладкий контрольный конический калибр-пробку для припасовки гладких рабочих калибр-колец;

4) гладкий рабочий конический калибр-кольцо для проверки конусности резьбы труб по наружному диаметру;

5) гладкий рабочий калибр-пробку для проверки конусности резьбы муфт и трубной резьбы замков по внутреннему диаметру (сплошная пробка).

Из партии резбовых калибров отбирают калибры, используемые затем как контрольные.

Резбовые калибры для проверки резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним, а также трубной резьбы замков бурильных геологоразведочных труб изготавливают в соответствии с ГОСТ 8393—75 «Калибры для резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним».

Размеры и профиль резьбы калибров должны соответствовать величинам, указанным на рис. 3.8 и табл. 3.13.

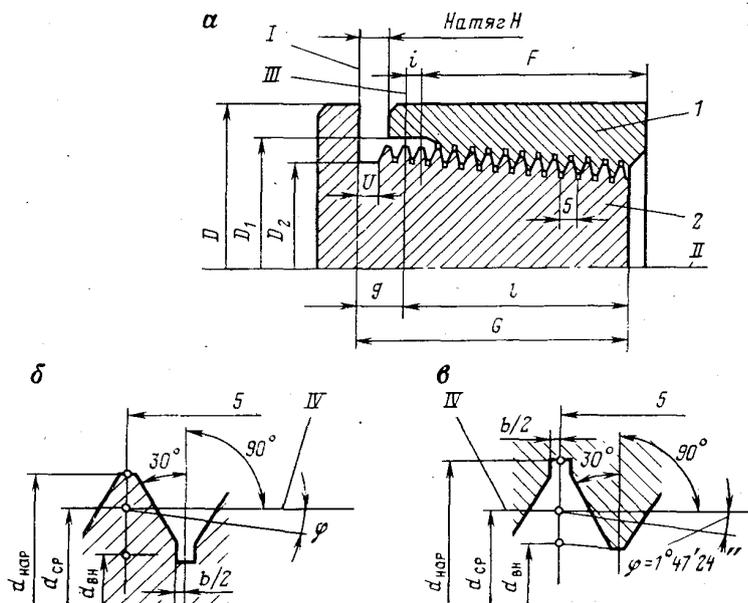


Рис. 3.8. Калибры для проверки трубной резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним по ГОСТ 7909—56:

a — резбовые калибр-кольцо (1) и калибр-пробка (2); *б* — профиль резьбы калибр-пробки; *с* — профиль резьбы калибр-кольца: *I* — измерительная плоскость; *II* — ось резьбы; *III* — основная плоскость; *IV* — линия, параллельная оси резьбы

Таблица 3.13

Размеры резьбы калибров для бурильных геологоразведочных труб (мм)

Наружный диаметр бурильной трубы	Шаг резьбы Р	Диаметры в основной плоскости						Длина резьбы l
		Пробка			Кольцо			
		Наружный диаметр резьбы $d_{нар}$ +0,075 -0,125	Средний диаметр резьбы $d_{ср}$ $\pm 0,025$	Внутренний диаметр резьбы $d_{ан}$, не более	Внутренний диаметр резьбы $d_{ан}$ +0,125 -0,075	Средний диаметр резьбы $d_{ср}$	Наружный диаметр резьбы $d_{нар}$ не менее	
42	2,54	41,568	40,664	39,17	39,76	40,664	42,15	38,065
50	2,54	49,568	48,664	47,17	47,76	48,664	50,15	43,065
63,5	3,175	63,010	61,786	59,90	60,562	61,786	63,70	45,065

Примечание. Предельные отклонения разности наружных диаметров резьбы пробок кам на эти диаметры в основной плоскости, указанным в таблице.

Таблица 3.14

Калибр	Предельные отклонения	
	по шагу резьбы, мм	по половине угла профиля резьбы, мм
Пробка	$\pm 0,013$	± 10
Кольцо	$\pm 0,020$	± 15

Предельные отклонения по половине угла профиля и шагу резьбы между двумя любыми витками не должны превышать величин, указанных в табл. 3.14.

Длина резьбы F калибр-кольца может быть меньше длины l на величину не более 4 мм. Величина i должна быть не менее половины шага резьбы. Калибр-кольца должны быть припасованы к калибр-пробке, соответствующему требованиям стандарта, причем этот калибр-пробка должен входить в число заказанных калибров каждой поставки.

Предельный износ калибр-пробок по среднему номинальному диаметру на длине резьбы l допускается на 0,050 мм для труб диаметром 42 и 50 мм и на 0,060 мм для труб диаметром 63,5 мм.

Натяг H рабочих калибр-колец в эксплуатации должен проверяться калибр-пробкой, к которому они были припасованы при изготовлении. Предельный износ калибр-колец, определяемый уменьшением номинального натяга, допускается на 0,5 мм для труб диаметром 42 и 50 мм и на 0,7 мм для труб диаметром 63,5 мм. При припасовке калибр-кольца к калибр-пробке отклонение от параллельности между измерительными плоскостями не должно быть больше 0,05 мм.

Размер партии калибров, устанавливается соглашением сторон. По требованию заказчика допускается поставлять отдельно калибры-пробки или одновременно несколько калибров-колец с

Разность средних диаметров на длине l		Предельное отклонение	Расстояние от измерительной плоскости малого торца пробки $G \pm 1,9$	Расстояние от измерительной плоскости до основной плоскости пробки g	Диаметр проточки на пробке не более, D_2	Ширина проточки на пробке и (от измерительной плоскости до первого витка), не более	Диаметр уступа на пробке D_2	Диаметр расточки в кольце D_1 , не менее	Проточка по внутреннему резьбы $b/2$, не более	Натяг при припасовке кольца к пробке $H \pm 0,1$	
номинальная	Предельное отклонение										
	пробки										кольца
2,379		-0,005	50	11,935	38	6,5	50	45	0,35	6,5	
2,692	+0,020	-0,025	55	11,935	47	6,5	60	52	0,35	6,5	
2,004			60	14,935	61	7,0	75	66	0,35	9,0	

и внутренних диаметров резьбы колец по длине калибров должны соответствовать допус-

одной калибр-пробкой, к которой припасованы все кольца с натягом $H \pm 0,1$ мм.

Технические требования к материалу калибров, шероховатости поверхности резьбы, отклонению от прямолинейности сторон профиля резьбы аналогичны требованиям к калибрам ГОСТ 10653—84.

Маркировка калибров

На калибрах должны быть нанесены: а) обозначение резьбы, включающее номинальный диаметр трубы; б) пометка «лев» для левой резьбы; в) номинальная величина натяга (на кольцах); г) порядковый номер калибра; д) месяц и год изготовления; е) товарный знак завода-изготовителя.

Калибр-пробка и припасованный к нему калибр-кольцо должны иметь общий номер.

При выполнении заказа на поставку одного калибра-пробки с несколькими калибр-кольцами последние маркируют одним номером; каждому кольцу присваивают литсо- «а», «б», «в» и т. д.

Примеры маркировки

Калибр-пробка для трубы диаметром 50 мм с правой резьбой:
Труб 50 № 20—VI—57.

(товарный знак завода-изготовителя).

Калибр-кольцо для трубы диаметром 63,5 мм с левой резьбой:
Труб 63,5 лев Н—9 № 30а—VI—57.

(товарный знак завода-изготовителя).

Калибры для резьбы замков бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения по ГОСТ 7918—75

Для проверки резьбы замков бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения по ГОСТ 7918—75 размером 42—63,5 мм применяется такое же количество калибров и с таким же наименованием, как и для замков бурильных труб по ГОСТ 5286—75.

Таблица 3.15

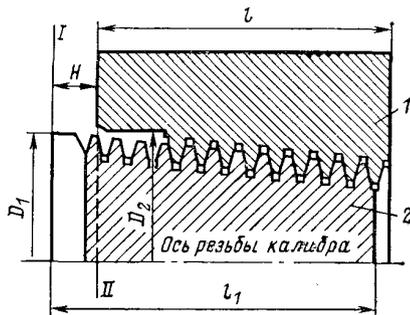
Размеры резьбы калибров для замков бурильных геологоразведочных труб (мм)

Наружный диаметр бурильной трубы	Диаметры в основной плоскости						Наружный диаметр бурильной трубы
	Пробка			Кольцо			
	Наружный диаметр резьбы $d_{нар} \pm 0,050$	Средний диаметр резьбы $d_{ср} \pm 0,010$	Внутренний диаметр резьбы $d_{вн}$, не более	Внутренний диаметр резьбы $d_{вн} \pm 0,050$	Средний диаметр $d_{ср}$	Наружный диаметр резьбы $d_{нар}$, не менее	
42,0	42,75	40,808	38	38,866	40,808	43,6	42,0
50,0	50,75	48,808	46	46,866	48,808	51,6	50,0
63,5	63,575	61,633	58,7	59,687	61,633	64,6	63,5

Примечания. 1. Отклонения разности наружных диаметров у пробок и внутренних в основной плоскости, указанных в таблице. 2. Шаг резьбы $P=4,233$.

Рис. 3.9. Резьбовые калибры для проверки резьбы замков бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения:

1 — кольцо; 2 — пробка; I — измерительная плоскость; II — основная плоскость



Для проверки внутренней замковой резьбы по внутреннему диаметру используются только сплошные гладкие пробки.

Резьбовые калибры изготавливаются в соответствии с ГОСТ 8392—75 «Калибры для резьбы замков бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения». Размеры резьбы калибров должны соответствовать рис. 3.9 и табл. 3.15 (профиль резьбы см. рис. 3.6).

Форма профиля резьбы калибр-пробки и калибр-кольца такая же, как у калибров по ГОСТ 8867—77.

Шаг резьбы измеряется параллельно оси резьбы. Биссектриса угла профиля перпендикулярна к оси резьбы. Форма проточки по впадинам не стандартизируется.

Предельные отклонения половины угла профиля и шага резьбы между двумя любыми витками не должны превышать величин, указанных в табл. 3.16.

Калибр-кольца должны быть приспособлены к калибр-пробке, соответствующему требованиям ГОСТ 8392—75, причем этот калибр-пробка должен входить в число заказных калибров каждой поставки. Предельный износ калибр-пробок по среднему номинальному диаметру на длине резьбы l допускается на 0,020 мм для замков

Разность средних диаметров на длине l			Наружный диаметр фланца пробки D_1	Расстояние от измерительной плоскости до малого торца пробки $l_1 \pm 1,9$	Длина кольца $l \pm 1,9$	Диаметр расточки кольца D_2 , не менее	Проточка по впадинам резьбы b , не более	Натяг при припасовке кольца к пробке $H \pm 0,05$
номинальная	предельное отклонение							
	пробки	кольца						
8	+0,01	-0,01	44,75	52	40	45,5	0,48	10
10			52,75	62	50	54		10
11			-0,03	66,75	72	55		67

диаметров у колец по длине калибров должны быть в пределах допусков на эти диаметры

Таблица 3.16

Калибр	Предельные отклонения	
	по шагу резьбы, мм	по половине угла профиля резьбы, мм
Пробка	$\pm 0,010$	± 7
Кольцо	$\pm 0,015$	± 15

Примечание. Отклонения по шагу между внешней боковой стороной профиля первого полного витка у торцов пробки и кольца и соответствующей ей по наклону стороной любого другого витка резьбы не должны превышать предельных полюсовых отклонений; микроскопические отклонения не нормируются.

труб диаметром 42 и 50 мм и на 0,025 мм для замков труб диаметром 63,5 мм.

Размер партии калибров устанавливается соглашением сторон. По требованию заказчика допускается поставлять отдельно калибры-пробки или одновременно несколько калибр-колец с одной калибр-пробкой, к которой припасованы все кольца с натягом $H = \pm 0,05$ мм.

Остальные технические требования в основном такие же, как для резьбовых калибров по ГОСТ 8867—77.

Маркировка

На калибрах должны быть нанесены: а) обозначение резьбы, включающее номинальный диаметр; б) пометка «лев» для левой резьбы; номинальная величина натяга (на кольцах); г) порядковый номер калибра; д) месяц и год изготовления; е) товарный знак завода-изготовителя.

Калибр-пробка и припасованный к нему калибр-кольцо должны иметь общий номер.

При выполнении заказа на поставку одного калибра-пробки с несколькими калибрами-кольцами последние маркируют одним номером и каждому кольцу присваивают литер «а», «б», «в» и т. д.

Примеры маркировки

Калибр-пробки для замков размером 50 мм с правой резьбой:
Замков 50 № 34—VI—80

(товарный знак завода-изготовителя)

Калибр-кольца для замков размером 42 мм с левой резьбой:
Замков 42 лев. Н-10 № 46а—VI—80

(товарный знак завода-изготовителя)

Упаковка калибров такая же, как калибров по ГОСТ 8867—77.

*Калибры для резьбы геологоразведочных бурильных труб
нипельного соединения по ГОСТ 8467—83.*

Для проверки резьбы геологоразведочных бурильных труб ниппельного соединения по ГОСТ 8467—83 размером 33,5—50 мм применяют следующие резьбовые и гладкие калибры; изготавливаемые по ГОСТ 9375—60:

1) проходной резьбовой калибр-кольцо ПР для проверки наибольшего допустимого внутреннего диаметра и максимальной толщины витка резьбы;

2) непроходной резьбовой калибр-кольцо НЕ для проверки минимальной толщины витка резьбы;

3) резьбовой калибр-кольцо СП—НЕ для проверки наименьшего допустимого внутреннего диаметра резьбы (вместо калибров СП—НЕ можно применять специальные скобы);

4) предельный гладкий калибр-кольцо ПР и НЕ или скобу для проверки наружного диаметра резьбы;

5) проходной резьбовой калибр-пробку ПР для проверки наименьших допустимых отклонений наружного диаметра и ширины впадины резьбы;

6) непроходной резьбовой калибр-пробку НЕ для проверки наибольшей допустимой ширины впадины резьбы;

7) резьбовой калибр-пробку СП-НЕ для проверки наибольшего допустимого наружного диаметра резьбы;

8) предельный гладкий калибр-пробку ПР и НЕ для проверки внутреннего диаметра резьбы.

Кроме этих основных резьбовых и гладких калибров применяют вспомогательные калибры — для контроля износа калибров ПР и НЕ, а также для их припасовки — У-ПР и У-НЕ:

1) контрольную калибр-пробку К—И для проверки износа в эксплуатации резьбовых калибр-колец ПР по ширине впадин;

2) контрольную калибр-пробку КИ-НЕ для проверки износа в эксплуатации резьбовых калибр-колец НЕ (применение КИ-НЕ не обязательно);

3) резьбовой контркалибр-пробку У-НР для припасовки проходного резьбового калибр-кольца ПР в процессе изготовления;

4) резьбовой контркалибр-пробку У-НЕ для припасовки непроходного калибр-кольца в процессе изготовления.

Пробка К-И не должна ввинчиваться в кольцо ПР. Допускается частичное свинчивание пробки К-И с резьбовым кольцом ПР;

Таблица 3.17 Размеры резьбовых калибров-колец (мм)

Номинальный диаметр резьбы	Проходные ПР				Непроходные НЕ				Непроходные для контроля внутреннего диаметра СИ—НЕ					
	Наружный диаметр d , не менее		Ширина впадины m		Внутренний диаметр d_1		Ширина впадины		Наружный диаметр		Внутренний диаметр d_1		Ширина впадины	
	Номинальный	пределное отклонение	Новый калибр	Предел износа	Номинальный	пределное отклонение	Новый калибр	Предел износа	Номинальный	пределное отклонение	Номинальный	пределное отклонение		
													Новых	Износенных
28	25	-0,005	0	3,005+0,016	3,029	28	25,2	+0,084	2,861+0,016	2,885	28	24,916	+0,004	3,060+0,250
33	30	-0,014	0		33	30,2	+0,100				33	29,916	-0,005	
41,5	38	-0,006 -0,017	0	2,983+0,016	3,007	41,5	38,2	+0,100	2,839+0,016	2,863	41,5	37,900	+0,005 -0,006	

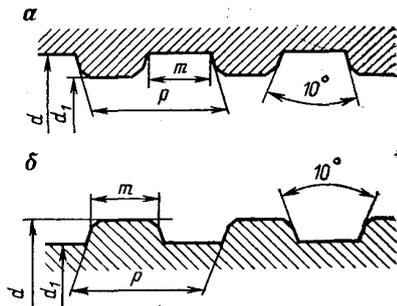


Рис. 3.10. Профиль резьбы калибров для проверки геологоразведочных бурильных труб nippleльного соединения по ГОСТ 8467—83:
а — калибр-кольцо; б — калибр-пробка

но резьба пробки не должна выходить с противоположной винчиванию стороны кольца.

Пробка КИ-НЕ не должна винчиваться в кольцо НЕ. Допускается частичное свинчивание пробки КИ-НЕ с резьбовым кольцом НЕ. Но резьба пробки не должна выходить с противоположной винчиванию стороны кольца.

Припасовка колец с контркалибром У-ПР и У-НЕ заменяет непосредственное измерение ширины впадины резьбы колец. При полном свинчивании колец ПР с пробками У-ПР и колец НЕ с пробками У-НЕ не должно быть качки.

Размеры и профиль резьбы калибров должны соответствовать указанным на рис. 3.10 и в табл. 3.17, 3.18; 3.19.

Технические требования к калибрам

1. Отклонения по шагу резьбы Р (отклонения расстояния между двумя любыми витками резьбы) не должны превышать $\pm 0,007$ мм у рабочих калибров и $\pm 0,005$ мм у контрольных.

Таблица 3.18

Размеры резьбовых калибров-пробок (мм)

Номинальный диаметр резьбы	Проходные ПР						Непроходные НЕ						Непроходные для контроля наружного диаметра СП—НЕ			Внутренний диаметр d_1 , не более	Ширина выступа m
	Наружный диаметр d			Внутренний диаметр d_1 , не более	Ширина выступа m		Наружный диаметр d		Внутренний диаметр d_1 , не более	Ширина выступа m		Наружный диаметр					
	номинальный	предельное отклонение			Новый калибр	Предел износа	номинальный	предельное отклонение		Новый калибр	предел износа	номинальный	предельное отклонение				
		новых	изношенных										новых	изношенных			
28	28,025	+0,025 -0,012	0	25	3,065 _{-0,016}	3,041	27,8	-0,009	25	3,195 _{-0,016}	3,171	28,165	+0,006 -0,007	-0,013	25	3,000 _{-0,250}	
33	33,032	+0,029	0	30	3,043 _{-0,016}	3,019	32,8	-0,011	30	3,173 _{-0,016}	3,149	33,202	+0,007	-0,015	30		
41,5	41,582	+0,014	0	38			41,3		38			41,702	-0,008	-0,015	38		

Таблица 3.19

Размеры контрольных калибров-колец (мм)

Номинальный диаметр резьбы	Наружный диаметр		Внутренний диаметр d_1		Ширина выступа					
	У-ПР, К-И, У-НЕ и КИ-НЕ		У-ПР и К-И	У-НЕ и КИ-НЕ	УПР		У-НЕ		К-И	КИ-НЕ
	номинальный	предельное отклонение			не более	Новый калибр	Предел износа	Новый калибр		
28	28	+0,009	24,986	25	3,005±0,003	2,999	2,861±0,003	2,855	3,029±0,003	2,885±0,003
33	33		29,986	30						
41,5	41,5	+0,011	37,983	38	2,893±0,003	2,977	2,839±0,003	2,833	3,007±0,003	2,863±0,003

2. Отклонение по половине угла профиля, определяемое как среднее арифметическое абсолютных отклонений обеих половин угла, не должно превышать 20'.

Примечание. Для резьбовых колец указанные в пп. 1 и 2 предельные отклонения шага и угла профиля резьбы должны быть обеспечены точностью профилирующего инструмента.

3. Допуски предельных гладких калибров должны соответствовать указанным в ОСТ 1205 для полей допусков X_3 и $Ш_3$.

4. Измерительные части калибров должны быть изготовлены из стали марки X по ГОСТ 5950—73.

5. Шероховатость поверхности резьбы, за исключением нерабочих поверхностей впадин, должна быть не ниже 9-го класса по ГОСТ 2789—73; чистота нерабочих поверхностей впадин должна быть не ниже 6-го класса, а чистота других нерабочих поверхностей, прилегающих к рабочим поверхностям, — не ниже 7-го класса.

6. Длина проходных калибров ПР должна быть не менее 32 мм.

У непроходных калибров НЕ, СП-НЕ и у контрольных пробок К-И должно быть 1 1/2 — 2 витка.

У непроходных пробок должны быть гладкие направляющие пояски.

Проходные резьбовые калибры рекомендуется изготовлять с расположенными за резьбой гладкими цилиндрическими участками; диаметры которых должны быть в пределах поля допуска гладкого проходного калибра ПР.

7. Отклонения рабочих цилиндрических поверхностей от точной цилиндрической формы допускаются в пределах поля допуска диаметра.

Маркировка и упаковка

На каждом калибре должны быть нанесены: товарный знак предприятия-поставщика; номинальный диаметр и шаг резьбы; обозначение калибра; обозначение «лев» на калибрах с левой резьбой.

Знаки маркировки должны быть нанесены на ручках пробок и на нерабочей поверхности колец. На свободных торцах вставок с конусными хвостовиками и на торцах насадок знаки маркировки должны быть повторены.

Каждая поставляемая партия калибров должна снабжаться документом, удостоверяющим соответствие калибров требованиям стандарта (аналогично ГОСТ 10653—84).

Хранение калибров

Помещение; где хранятся резьбовые и гладкие калибры, должно быть чистым, светлым, сухим и хорошо вентилируемым.

Относительная влажность воздуха помещения не должна превышать 60%.

Помещение должно быть изолированным и по возможности удаленным от химических лабораторий, литейных; шлифовальных

и других цехов; а также от цехов, работа в которых сопровождается вибрациями и сотрясениями.

Отопление помещения, в котором хранятся калибры, желательно иметь водяное (но не паровое) с возможностью регулирования нагрева батарей.

Зимой и летом температура в помещении должна быть $20 \pm \pm 5^\circ\text{C}$.

Калибры должны хранить на специальных стеллажах или в шкафах с отдельными ячейками соответствующих размеров.

Контрольные калибры надлежит хранить в запирающихся шкафах, в отдельных ячейках.

Гладкие и резьбовые калибры (пробки и кольца) не должны хранить спаренными или свинченными. При размещении калибров по ячейкам необходимо уделять особое внимание предохранению измерительных поверхностей от повреждений.

Периодически калибры при соблюдении правил хранения осматривают не реже одного раза в мес. При обнаружении коррозии калибр отправляют на зачистку.

Калибры, находящиеся в работе, по возвращении на место хранения подвергают тщательному внешнему осмотру для выявления механических повреждений (забоин; трещин; срывов и сколов витков, ослабления фланцев и т. д.) Для устранения обнаруженных дефектов калибр направляют на ремонт.

Исправные калибры подвергают промывке, просушке и смазке (или парафинированию).

Калибры, употребляемые ежедневно, можно смазывать легкими жидкими смазками, например трансформаторным маслом по ГОСТ 982—80 (с проверкой на отсутствие влаги, а калибры, употребляемые редко, следует смазывать более густой смазкой, например смазкой универсальной низкоплавкой УН (технический вазелин).

Ремонт калибров

При эксплуатации калибров на поверхности резьбы или на рабочих частях гладких калибров возможно появление заусенцев, забоин, кольцевых рисок, отдельных налипших кусочков металла. Кроме того, могут ослабнуть винты, крепящие фланцы, появиться забоины на измерительных поверхностях. Такие калибры направляют на ремонт.

Для зачистки заусенцев применяют доводочные бруски — заменители арканзаса, трехгранные или ромбовидные из белорецкого кварцита. Более крупные заусенцы или забоины зачищают абразивными трехгранными или прямоугольными электрокорундовыми или карбидокремневыми брусками.

Зачищенную абразивным бруском поверхность шлифуют электрокорундовой шлифовальной шкуркой БШ-140 зернистостью 4—3 по ГОСТ 6456—82. Шкуркой обертывают трехгранный деревянный стержень и заглаживают им поврежденное место.

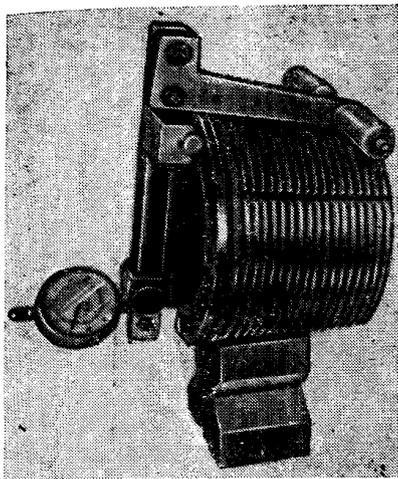


Рис. 3.11. Прибор для контроля перпендикулярности измерительной плоскости фланца калибра к оси резьбы

Отдельные потемневшие места резьбы калибров зачищают при помощи березового прутка, заточенного под углом $50\text{--}55^\circ$, при медленном вращении калибра, закрепленного на станке. Иногда для большей эффективности зачистки рекомендуется применять абразивные порошки зернистостью, соответствующей ГОСТ 3647—80.

При износе конического резьбового калибра по среднему диаметру его ремонт заключается в изменении толщины фланца: уменьшении ее у калибра-кольца и увеличении у калибра-пробки.

Фланцы снимают и тщательно шлифуют на точном плоскошлифовальном станке или вновь изготавливают другой толщины. После закрепления фланца специальным прибором (рис. 3.11) проверяют перпендикулярность измерительной плоскости фланца к оси резьбы.

Проверка резьбы бурильных труб и замков

При изготовлении и ремонте конических резьбовых соединений проверяют следующие элементы:

1) у ниппельной части замка — натяг резьбы, конусность резьбы по наружному диаметру, конусность по среднему диаметру (разность диаметров на определенной длине резьбы), шаг резьбы, половину угла профиля, высоту профиля и высоту профиля от наружного диаметра до среднего диаметра, плоскостность и перпендикулярность плоскости упорного уступа;

2) у муфтовой части замка — все элементы, указанные в п. 1; конусность резьбы проверяют по внутреннему диаметру, высоту профиля резьбы — от внутреннего диаметра до среднего диаметра; проверяют также плоскостность и перпендикулярность плоскости упорного торца;

3) у труб нефтяного сортамента и муфт к ним, а также у муфтовых концов замков с резьбой бурильных труб — все элементы,

указанные для ниппельной и муфтовой частей замков, за исключением плоскостности и перпендикулярности.

Для проверки натяга, плоскостности и перпендикулярности упорных уступов и упорных торцов применяют конические резьбовые калибры и предельные щупы, а также специальные приборы.

Конические резьбы проверяют только проходными резьбовыми калибрами. Допуск натяга по калибру может быть выдержан при отклонениях отдельных элементов за счет соответствующего уменьшения собственно среднего диаметра резьбы для наружных резьб и увеличения его для внутренних. Разность собственно средних диаметров резьбовой пары характеризует величину диаметральных зазоров в свинченном соединении, возникающих из-за погрешностей элементов резьбы. Зазоры по рабочим поверхностям резьбы могут быть по всей длине соединения, и в этом случае имеется возможность свободного довинчивания (отрицательный натяг) резьбовой пары после положения, соответствующего расчетному натягу по калибрам.

Для ограничения диапазона изменения натяга, а также для обеспечения надлежащего прилегания рабочих боковых поверхностей резьбы установлены допуски на шаг, половину угла профиля и конусность.

Осевая компенсация погрешности шага определяется по формуле

$$\Delta A_p = \Delta p \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2} \frac{1}{K},$$

где Δp — погрешность шага, мм; $\alpha/2$ — половина угла профиля резьбы, градус; K — конусность резьбы.

Если одновременно с погрешностью шага имеется погрешность конусности, то последняя может частично или полностью скомпенсировать влияние погрешности шага, при этом осевая погрешность шага с учетом погрешности конусности

$$\Delta A_{pK} = |\Delta A_p| - \left| \frac{\Delta K}{2} \frac{1}{K} \right|,$$

где ΔK — отклонение конусности на длине резьбы.

Осевая компенсация погрешностей половин углов профиля рассчитывается по формуле

$$\Delta A_\alpha = \frac{h}{\sin \alpha} \frac{1}{K} \left(\left| \Delta \frac{\alpha_{\text{кор}}}{2} \right| + \left| \Delta \frac{\alpha_{\text{дл}}}{2} \right| \right),$$

где h — рабочая высота профиля, мм; α — угол профиля резьбы, градус; $\Delta \alpha_{\text{кор}}/2$ — погрешность половины угла по короткой боковой стороне профиля, рад; $\Delta \alpha_{\text{дл}}/2$ — погрешность половины угла по длинной боковой стороне профиля, рад.

Уменьшение натяга по сравнению с расчетным при одноименных отклонениях шага или половины угла профиля равно осевой компенсации от удвоенного значения для наименьшего из отклонений.

Уменьшение натяга по сравнению с расчетным при одноименных отклонениях конусности равно осевой компенсации наименьшего из отклонений конусности:

$$\Delta A_K = \Delta K/K.$$

Если свинчиваемые резьбы имеют разноименные отклонения по шагу, половине угла профиля и конусности, то натяг соединения будет равен расчетному, определяемому по калибрам (без учета отклонений элементов резьбы калибров). Для уменьшения влияния погрешностей шага резьбы и конусности на натяг соединения целесообразно изготавливать наружные конические резьбы с плюсовым отклонением конусности по среднему диаметру, а внутренние резьбы — с отрицательным отклонением.

Проверка резьбы бурильных труб и муфт к ним (ГОСТ 631—75 (типы 1 и 2), а также трубной резьбы замков (ГОСТ 5286—75))

Резьбу бурильных труб и муфт к ним и трубную резьбу замков проверяют резьбовыми и гладкими калибрами, универсальными оптическими измерительными средствами и специальными накладными приборами.

Резьбовые калибры по ГОСТ 10653—84 применяют для проверки резьбы по натягу.

Конусность резьбы по наружному диаметру каждой трубы и по внутреннему диаметру каждой муфты проверяют гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.

При проверке конусности резьбы трубы гладкое кольцо надевают на поверхность резьбы трубы и прижимают к одной стороне. Между противоположной стороной резьбы трубы и кольцом образуется щель, измеряемая при помощи пластинчатого щупа по ГОСТ 882—75 по схеме (рис. 3.12,а). Ширина щупа для уменьшения погрешности измерения должна быть 4—5 мм.

При проверке конусности резьбы муфты гладкий конический калибр-пробку вводят в резьбу муфты и прижимают к одной стороне. Щель, образовавшаяся между внутренним диаметром резьбы и пробкой, измеряют пластинчатым щупом шириной до 4—5 мм (рис. 3.12,б).

Натяг резьбы каждой трубы следует проверять резьбовым калибром-кольцом (трубы типа 1 и 2).

Измерительная плоскость калибра-кольца не должна доходить до торца трубы на величину A_T , равную $3/4$ витка (2,4 мм) (рис. 3.13).

При навинчивании калибра-кольца на трубу измерительная плоскость кольца может не доходить до торца трубы на величину A_T плюс $3/4$ витка или может совпадать с торцом трубы (A_T минус $3/4$ витка).

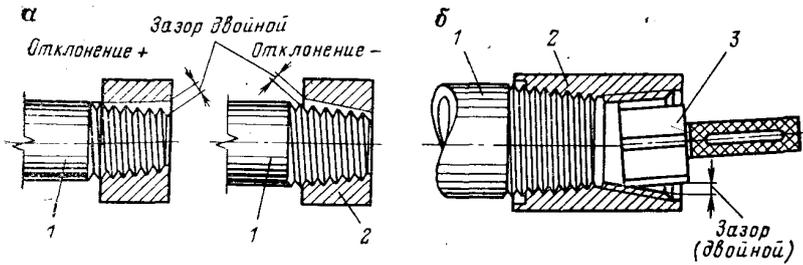


Рис. 3.12. Схема проверки конусности резьбы:

а — по наружному диаметру резьбы трубы — гладким калибр-кольцом и щупом; 1 — труба; 2 — гладкий калибр-кольцо; **б** — по внутреннему диаметру резьбы муфты — гладким калибр-пробкой и щупом; 1 — муфта; 2 — труба; 3 — гладкий калибр-пробка

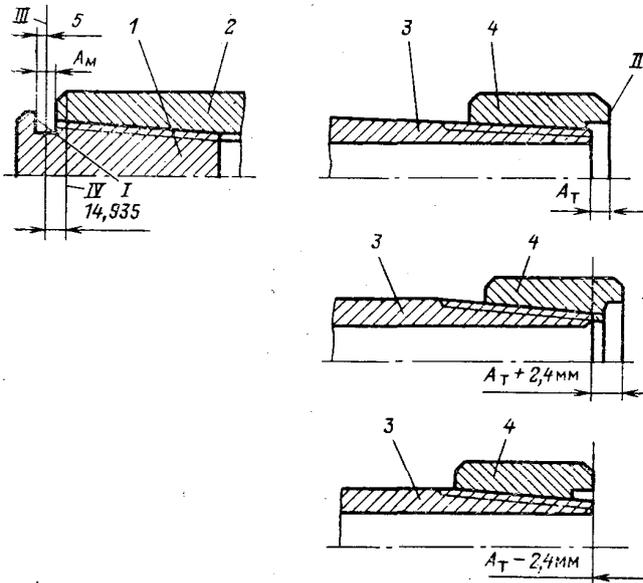


Рис. 3.13. Схема проверки резьбы буровых труб и муфт к ним по ГОСТ 631—75 резьбовыми калибрами:

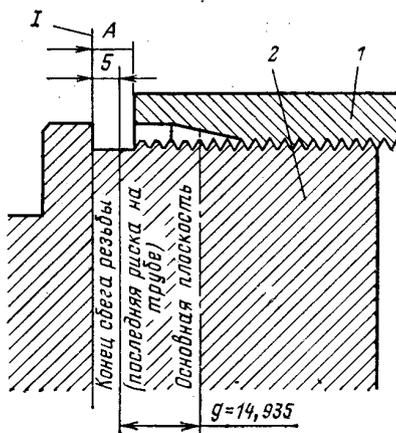
I — измерительная плоскость калибр-пробки; **II** — измерительная плоскость калибр-кольца; **III** — конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); **IV** — основная плоскость; 1 — пробка; 2 — муфта; 3 — труба; 4 — кольцо

При ввинчивании калибра-пробки в муфту измерительная плоскость пробки не должна доходить до торца муфты на величину $A_m = 19,5$ мм с допускаемыми отклонениями $\pm 2,4$ мм (рис. 3.13).

В спорных случаях натяги резьб труб и муфт должны быть проверены новыми резьбовыми калибрами (кольцами и пробками), точность изготовления которых должна соответствовать стандарту на калибры.

Шаг резьбы, угол профиля, конусность по среднему диаметру

Рис. 3.14. Схема проверки натяга резьбы замка для соединения с бурильными трубами по ГОСТ 631—75: 1 — замок; 2 — калибр-пробка; 1 — измерительная плоскость калибра-пробки



и глубину резьбы следует проверять специальными приборами или универсальными измерительными средствами.

Натяг A фосфатированной или оцинкованной резьбы, предназначенной для соединения замка с бурильными трубами, при проверке резьбовым калибром-пробкой должен быть равен 8 мм (рис. 3.14).

Контроль конической трапецидальной резьбы ТТ труб ВК, ВН калибрами

Резьба труб типов 3 и 4 (со стабилизирующими поясками ВК, ВН по ГОСТ 631—75) проверяется гладким калибр-кольцом Г, резьбовым калибр-кольцом с неполным профилем (Р-Н) и резьбовым калибр-кольцом с полным профилем (Р-П).

Измерительная плоскость гладкого калибра-кольца Г должна не доходить до торца трубы или переходить за торец не более чем на 3,2 мм. Измерительная плоскость резьбового калибр-кольца (Р-Н, Р-П) должна переходить за торец или не доходить до торца не более чем на 2,0 мм. Измерительная плоскость гладкого калибра-кольца Г-С при проверке стабилизирующего пояска на трубе должна находиться на расстоянии 96 мм от торца трубы с отклонением $\pm 2,0$ мм (рис. 3.15).

Шаг резьбы, половина угла профиля для труб всех типов, конусность по среднему диаметру труб типов 1 и 2, глубина резьбы для труб всех типов, конусность по наружному и внутреннему диаметру резьбы, перпендикулярность и плоскостность упорного торца трубы и совпадение осей резьбы и стабилизирующего пояска для труб типов 3 и 4 проверяются изготовителем периодически.

Контроль трубной конической трапецидальной резьбы ТТ замков ЗШК, ЗУК калибрами

Резьба ТТ замков ЗШК, ЗУК по ГОСТ 5286—75 проверяется гладким калибр-пробкой Г, резьбовым калибр-пробкой Р. Кониче-

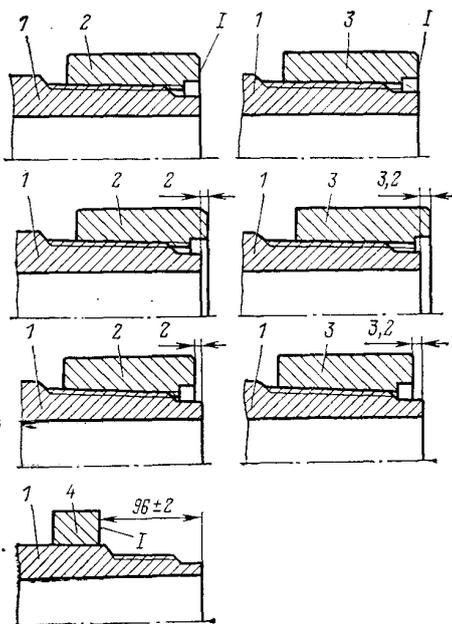


Рис. 3.15. Схема проверки резьбы ТТ калибрами труб ВК, ВН (типы 3, 4) по ГОСТ 631—75:

1 — труба ВК или ВН; 2 — резьбовые калибр-кольца с полным Р-П или неполным Р-Н профилем; 3 — гладкий калибр-кольцо Г; 4 — гладкий калибр-кольцо Г-С; I — измерительная плоскость

ская расточка проверяется гладким калибр-пробкой Г-С. Конусность резьбы ТТ по внутреннему диаметру, а также конической расточки ниппелей и муфт замков ЗШК, ЗУК проверяется рабочими гладкими коническими калибр-пробками с применением пластинчатого щупа: 4 мм для замков ЗШК-178 и 3 мм — для остальных.

Шаг резьбы, половина угла профиля, высота профиля, конусность по наружному диаметру проверяются с помощью универсальных измерительных средств или специальных приборов.

Соосность резьб, соответствующих выточек и расточки проверяют универсальными измерительными средствами.

Перед проверкой натяга всех резьб с поверхности резьбы ниппелей и муфт должны быть удалены заусенцы или другие шероховатости. Калибры и изделия должны быть тщательно очищены, и на поверхность резьбы должен быть нанесен тонкий слой жидкого масла. Резьбовые калибры следует навинчивать на резьбу до отказа усилием одного человека с применением рычага длиной 150 мм.

При контроле натяга h_r резьбы ТТ замков ЗУК-108, ЗШК-118, ЗУК-120 и ЗШК-133 измерительная плоскость любой рабочей гладкой калибр-пробки должна находиться на расстоянии $54 \pm 1,6$ мм от торца детали замка, у остальных размеров замков — на расстоянии $62 \pm 1,6$ мм (рис. 3.16,а) соответственно $h_p = 42 \pm 1,6$ мм и $50 \pm 1,6$ мм — при контроле резьбовой калибр-пробкой (рис. 3.16,б).

При контроле диаметра в расчетной плоскости конической расточки замков ЗУК-108 и ЗШК-118 измерительная плоскость рабо-

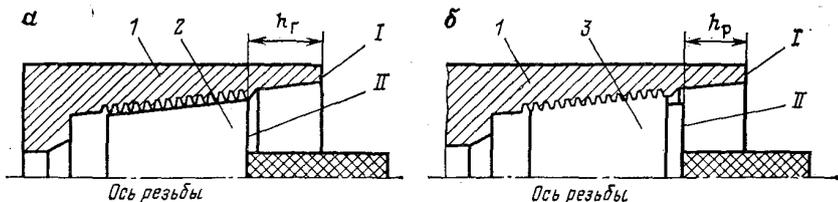


Рис. 3.16. Схема проверки трубной резьбы ТТ замков ЗУК и ЗШК по ГОСТ 5286—75 гладкими и резьбовыми калибр-пробками:

1 — ниппель (муфта); 2 — гладкий калибр-пробка Г; 3 — резьбовой калибр-пробка Р; I — измерительный торец; II — измерительная плоскость

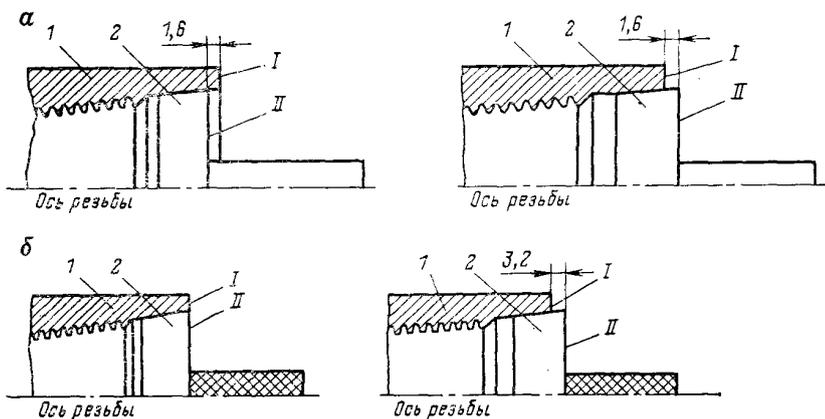


Рис. 3.17. Схема проверки конической расточки замков ЗУК и ЗШК по ГОСТ 5286—75:

а — для замков ЗУК-108 и ЗШК-118; б — для остальных замков; 1 — ниппель (муфта); 2 — гладкий калибр-пробка Г-С; I — измерительный торец; II — измерительная плоскость

чей калибр-пробки должна совпадать с торцом детали замка. Предельные отклонения натяга $\pm 1,6$ мм. Для остальных замков измерительная плоскость должна совпадать с торцом детали замка или не доходить до торца на 3,2 мм (рис. 3.17).

Контроль резьбы ТТ утяжеленных труб — УБТСЗ переводников, ведущих бурильных труб ТВКП и УБТСЗ

Натяг фосфатированной резьбы ТТ должны проверять резьбовой и гладкой калибр-пробками.

Измерительная плоскость любой рабочей резьбовой калибр-пробки должна заходить за торец детали замка на величину h_p (см. рис. 3.16, б), равную (мм):

- 116 \pm 1,6 — для замков УБТСЗ-146;
- 135 \pm 1,6 — » » УБТСЗ-178;
- 150 \pm 1,6 — » » УБТСЗ-203;

165±1,6 — для замков УБТСЗ-229;
 74 ±1,6 — для переводников ТВКП-112;
 98 ±1,6 — » » ТВКП-140 и ТВКП-155.

Измерительная плоскость любого рабочего гладкого калибра-пробки должна заходить за торец детали замка на величину h_r (см. рис. 3.16,а), равную (мм):

128±1,6 — для замков УБТСЗ-146;
 147±1,6 — » » УБТСЗ-178;
 162±1,6 — » » УБТСЗ-203;
 177±1,6 — » » УБТСЗ-229;
 86 ±1,6 — для переводников ТВКП-112;
 110±1,6 — » » ТВКП-140 и ТВКП-155.

Диаметры в расчетной плоскости конической расточки замков ЗШК и ЗУК после фосфатирования должны проверять гладким калибром-пробкой. Измерительная плоскость любого рабочего гладкого калибра-пробки должна совпадать с торцом детали замка или не доходить до торца на 3,2 мм (см. рис. 3.17,б).

Трубная резьба ТТ труб УБТСЗ и ТВКП проверяется калибрами так же, как резьба труб ВК, ВН по ГОСТ 631—75.

Проверка резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним (ГОСТ 7909—56), а также трубной резьбы замков бурильных труб для колонкового геологоразведочного бурения (ГОСТ 7918—75)

Резьбу бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним проверяют резьбовыми и гладкими калибрами, а также специальными накладными приборами.

Натяг резьбы по калибрам проверяют у каждой трубы и муфты. Натяг трубы по калибру-кольцу A_T и натяг муфты по калибру-пробке A_M для труб размером 42—50 мм равен 6,5 мм, для труб размером 63,5 мм — 9 мм.

Допускаемые отклонения по натягу A (рис. 3.18) при контроле резьбовыми калибрами приведены в табл. 3.20.

Конусность резьбы по наружному диаметру труб и внутреннему диаметру муфт проверяют на 10% изделий гладкими калибрами-кольцами и пробками с применением щупов шириной не более 2 мм или специальными приборами.

Соосность резьб обоих концов муфт проверяют на 5% муфт следующим способом. Проверяемую муфту свинчивают с тщатель-

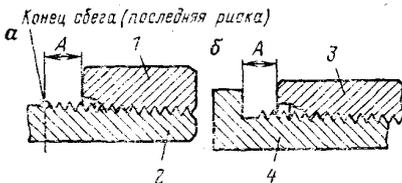


Рис. 3.18. Схема проверки резьбы бурильных геологоразведочных труб и муфт к ним по ГОСТ 7909—56, а также трубной резьбы замков бурильных труб колонкового геологоразведочного бурения по ГОСТ 7918—75, ТУ 41-01-309—77 и ТУ 41-01-208—76:

а — проверка трубы; б — проверка муфты;
 1 — калибр-кольцо; 2 — труба; 3 — муфта;
 4 — калибр-пробка

Таблица 3.20

Допускаемые отклонения по натягу A при контроле резьбовыми калибрами в (мм)

Диаметр трубы	При свинчивании с резьбовым рабочим калибром	
	кольца с трубой	пробки с муфтой
42 50	+2,9 -0,9	$\pm 1,9$
63,5	+3,4 -1,4	$\pm 2,4$

но нарезанной оправкой, точно центрированной в патроне токарного станка или в специальном приспособлении. Другой конец проверяемой муфты свинчивают со второй оправкой, имеющей точно шлифованную цилиндрическую часть длиной 100—250 мм и соосную с ней нарезанную часть. Вращая муфту, по индикатору с ценой деления 0,01 мм определяют биение второй оправки у торца муфты и у свободного конца.

Отклонение от соосности на длине 1 м определяют по соотношению величин биения оправки.

Шаг резьбы, угол профиля и конусность по среднему диаметру резьбы проверяют при помощи универсальных измерительных средств или специальных приборов.

Трубную резьбу замков проверяют рабочей резьбовой калибр-пробкой. При свинчивании от руки калибр-пробки с трубной резьбой замка торец детали должен находиться на расстоянии A от измерительной плоскости уступа калибра (см. рис. 3.18):

для замков 3-42 и 3-50 $A = 6,5 \pm 1,9$ мм;

для замков 3-63,5 $A = 9 \pm 2,4$ мм.

Примечание. Измерительная плоскость уступа на калибр-пробке должна совпадать с плоскостью, соответствующей концу сбега резьбы на трубе.

Проверка резьбы замков бурильных труб по ГОСТ 5286—75

Замковую резьбу проверяют резьбовыми и гладкими калибрами, а также специальными накладными приборами и универсальными средствами измерения.

Помимо резьбы проверяется неплоскостность упорных поверхностей, торцов A и B (см. рис. 1.21), а также отклонения от перпендикулярности к оси замковой резьбы и резьбы ТТ.

Неплоскостность (допуск 0,07 мм — на ширине упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты и 0,06 мм — на ширине торцов A и B) должна проверяться по всей ширине упорных поверхностей ниппелей и муфт с помощью универсального инструмента или специальных приборов. Перпендикулярность в каждом ниппеле и в каждой муфте проверяется одновременно с проверкой резьбы калибрами.

Неперпендикулярность (допуск 0,10 мм — упорные торцы и 0,06 мм — торцы А и Б) определяется как разность наибольшего и наименьшего расстояния между измерительной плоскостью калибра и упорными поверхностями ниппелей и муфт.

Качество фосфатного покрытия на резьбе проверяется в трех равномерно расположенных точках по окружности нитки резьбы капальным или другим способом по ГОСТ 9.302—79.

Несоосность резьб обоих концов ниппелей и муфт проверяется следующим способом. Проверяемую деталь замка одним концом свинчивают с контрольной оправкой, точно центрированной в приспособлении (или на токарном станке), другим концом деталь свинчивают со второй оправкой, шлифованная цилиндрическая часть которой длиной 100—200 мм соосна с нарезанной частью. Вращая деталь, определяют биение второй оправки у торца детали и на конце оправки при помощи индикатора часового типа. Отклонение от соосности у торца определяется непосредственно по индикатору (отклонение от соосности равно половине величины биения). Перекос осей на длине 1 м определяют из соотношения величин биения у торца детали и у конца оправки.

Конусность по наружному диаметру наружных резьб (допуск +0,25 мм) и по внутреннему диаметру внутренних резьб (допуск —0,25 мм) должна проверяться гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками) с применением пластинчатого щупа:

шириной 3 мм для замков: от ЗН-80 до ЗН-140; от ЗШ-108 до ЗШ-146; от ЗУ-86 до ЗУ-155 и шириной 4 мм для остальных замков или при помощи других средств измерения.

Шаг резьбы, половина угла профиля и высота профиля, конусность по среднему диаметру должны проверяться с помощью универсальных измерительных средств или специальных приборов.

Соосность резьб соответствующих выточек и расточки проверяют с помощью универсальных измерительных средств.

Перед проверкой натяга всех резьб с поверхности резьбы ниппелей и муфт должны быть удалены заусенцы или другие шероховатости. Калибры и изделия должны быть тщательно очищены и на поверхность резьбы должен быть нанесен тонкий слой жидкого масла. Резьбовые калибры следует навинчивать на резьбу до отказа усилием одного человека с применением рычага длиной 150 мм.

При контроле натяга замковой резьбы муфт с резьбой до З-133 измерительная плоскость любого рабочего резьбового калибра-пробки должна совпадать с упорным торцом или заходить за торец на 0,25 мм, а у муфт с резьбой З-133 и выше — должна совпадать с упорным торцом или не доходить до торца на 0,25 мм (рис. 3.19, а, б).

При контроле натяга замковой резьбы ниппеля измерительная плоскость любого рабочего резьбового калибра-кольца должна находиться на расстоянии $15,875 \pm_{0,15}^{+0,25}$ мм от упорного уступа (рис. 3.20).

Отклонения от плоскостности и перпендикулярности упорных

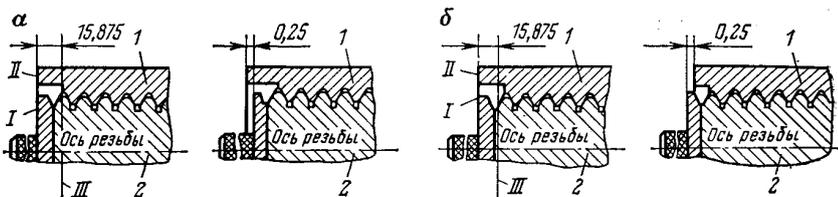
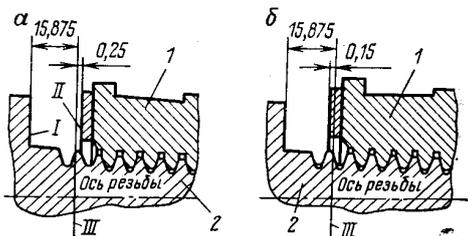


Рис. 3.19. Схема проверки внутренней замковой резьбы по ГОСТ 5286—75 калибрами:

а — муфта с резьбой до 3-122 включительно; б — остальных муфт; 1 — муфта; 2 — калибр-пробка; I — измерительная плоскость; II — упорный торец; III — основная плоскость

Рис. 3.20. Схема проверки наружной замковой резьбы по ГОСТ 5286—75 калибрами:

I — калибр-кольцо; 2 — ниппель; I — упорный уступ; II — измерительная плоскость; III — основная плоскость



уступов ниппеля и муфты, а также торцов А и Б должны проверяться у каждого ниппеля и каждой муфты.

Качество покрытия на резьбе должно проверяться выборочно.

Отклонение от соосности резьб обоих концов ниппелей и муфт должно проверяться выборочно.

Конусность замковой резьбы по наружному диаметру наружных резьб и по внутреннему диаметру внутренних резьб проверяется у каждого ниппеля и каждой муфты.

Отклонения от шага резьбы, половины угла профиля, конусности по среднему диаметру должны проверяться периодически.

Отклонения от соосности резьб, соответствующих выточек и расточки проверяются выборочно.

Периодичность проверок отдельных параметров замков (не оговоренных особо) определяется предприятием-изготовителем.

До внедрения централизованной системы контроля в соответствии с ГОСТ 8867—77 (см. рис. 3.7) при проверке натяга муфт калибрами у потребителя измерительная плоскость резьбовой калибр-пробки для резьб до 3-122 включительно должна заходить за упорный торец не более чем на 0,50 мм или не доходить до торца не более чем на 0,10 мм, а для остальных резьб измерительная плоскость калибр-пробки должна заходить за торец не более чем на 0,25 мм или не доходить до торца не более чем на 0,35 мм.

При проверке натяга ниппелей калибрами у потребителя измерительная плоскость резьбового калибр-кольца должна находиться для резьб до 3-122 включительно на расстоянии $15,875^{+0,35}_{-0,25}$ мм от упорного уступа, а для остальных резьб — на расстоянии $15,875^{+0,45}_{-0,35}$ мм.

*Проверка замковой резьбы замков бурильных труб
для колонкового геологоразведочного бурения (ГОСТ 7918—75)*

Замковую резьбу по ГОСТ 7918—75 проверяют резьбовыми и гладкими калибрами, а также специальными накладными приборами и универсальными средствами измерения.

Проверке на соосность резьб обоих концов ниппеля и муфты должны подвергать 10% образцов от партии. Проверяемую деталь замка свинчивают с тщательно нарезанной оправкой, точно центрированной в приспособлении или на токарном станке. Второй конец проверяемой детали замка свинчивают с другой оправкой, имеющей точно шлифованную цилиндрическую часть длиной 100—250 мм, соосную с нарезанной частью. Вращая деталь, определяют биение оправки у торца детали и у ее конца.

Отклонение от соосности у торца находят непосредственно по индикатору (отклонение от соосности равно половине величины биения). Расхождение осей на длине 4 м определяют по соотношению биения у торца детали и у конца оправки.

Конусность резьб должны проверять у каждого ниппеля и у каждой муфты гладкими коническими калибрами с применением щупа шириной 2 мм или универсальными средствами измерения.

У каждого замка, свинченного от руки, расстояние между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты проверяют непроходным щупом толщиной 0,5 мм для замков 3-42 и 3-50 и толщиной 0,65 мм для замков 3-63,5.

Замковую резьбу ниппеля должны проверять резьбовым калибром-кольцом у каждого ниппеля.

При навинчивании кольца на ниппель торец кольца не должен доходить до упорного уступа ниппеля на величину A (рис. 3.21, а):

для замков 3-42 и 3-50 $A = 10^{+0,3}$;

для замков 3-0,63 $A = 15,8^{+0,4}$.

Замковую резьбу каждой муфты проверяют резьбовым калибром-пробкой, у которого измерительная плоскость расположена на расстоянии A_1 от основной плоскости (см. рис. 3.21, б):

для замков 3-42 и 3-50 $A_1 = 10$ мм;

для замков 3-63,5 $A_1 = 15,875$ мм.

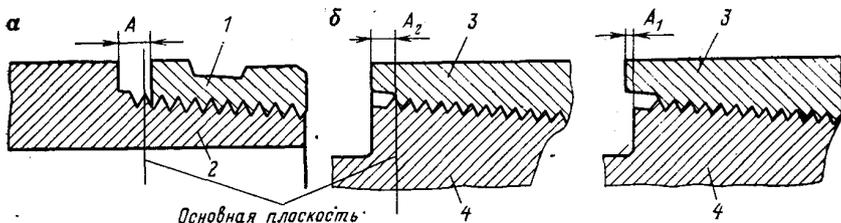


Рис. 3.21. Схема проверки замковой резьбы замков бурильных труб для колонкового геологоразведочного бурения:

1 — калибр-кольцо; 2 — ниппель замка; 3 — муфта замка; 4 — калибр-пробка

Измерительная плоскость калибра-пробки при свинчивании с муфтой должна совпадать с упорным торцом муфты замка или не доходить до него на величину ΔA_1 (см. рис. 3.21, б):

для замков З-42 и З-50 $\Delta A_1 = -0,20$ мм;

для замков З-63,5 $\Delta A_1 = -0,25$ мм.

Перпендикулярность плоскостей упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты к осям замковой резьбы проверяют у каждого ниппеля и у каждой муфты одновременно с проверкой резьбы калибрами.

Проверка резьбы бурильных геологоразведочных труб ниппельного соединения (ГОСТ 8467—83)

1. Наружную резьбу проверяют следующими калибрами:

а) проходным резьбовым кольцом (ПР), чтобы внутренний диаметр и толщина витка резьбы не выходили за верхнюю границу поля допуска; кольцо ПР должно свободно навинчиваться на резьбу изделия;

б) непроходным резьбовым кольцом (НЕ), чтобы толщина витка резьбы не выходила за нижнюю границу поля допуска; кольцо НЕ не должно навинчиваться на резьбу изделия; допускается частичное навинчивание кольца НЕ, но не более чем на два оборота;

в) резьбовым кольцом (СП-НЕ), чтобы внутренний диаметр резьбы не выходил за нижнюю границу поля допуска; кольцо СП-НЕ не должно навинчиваться на резьбу изделия;

Примечание. Допускается вместо колец СП-НЕ применять специальные скобы того же назначения;

г) предельными гладкими скобами или кольцами ПР и НЕ проверяют наружный диаметр резьбы.

2. Внутреннюю резьбу проверяют следующими калибрами:

а) проходной резьбовой пробкой (ПР), чтобы наружный диаметр и ширина впадины резьбы не выходили за нижнюю границу поля допуска; пробка ПР должна свободно ввинчиваться в резьбу изделия;

б) непроходной резьбовой пробкой (НЕ), чтобы ширина впадины резьбы не выходила за верхнюю границу поля допуска; пробка НЕ не должна ввинчиваться в резьбу изделия; допускается частичное ввинчивание пробки НЕ, но не более чем на два оборота;

в) резьбовой пробкой (СП-НЕ), чтобы наружный диаметр резьбы не выходил за верхнюю границу поля допуска; пробка СП-НЕ не должна ввинчиваться в резьбу изделия;

г) предельными гладкими пробками ПР и НЕ проверяют внутренний диаметр резьбы.

Износ в эксплуатации резьбовых колец ПР по ширине впадин следует проверять контрольным калибром (К-И).

Калибр-пробка К-И не должен ввинчиваться в кольцо ПР. Допускается частичное свинчивание пробки К-И с кольцом ПР, но резьба пробки не должна выходить с противоположной ввинчиванию стороны кольца.

Износ в эксплуатации колец НЕ по ширине впадин можно проверять контрольной калибр-пробкой (КИ-НЕ). Калибр-пробка КИ—НЕ не должен ввинчиваться в кольцо НЕ. Допускается частичное свинчивание калибра-пробки КИ — НЕ с кольцом НЕ, но резьба калибра не должна выходить с противоположной ввинчиванию стороны кольца.

Проверка конических резьб с треугольным профилем специальными приборами

Проверка конусности по среднему диаметру резьбы

Конусность наружной резьбы (труб, ниппелей) проверяют приборами ИНК-1 и ИНК-II для размеров от 38 до 425 мм (рис. 3.22).

Перед измерением в индикатор и в микрометрический винт ввинчивают шаровидные наконечники, диаметры которых должны быть примерно равны диаметрам проволок для соответствующих шагов резьбы (при контроле цилиндрических резьб при помощи трех проволок).

При помощи угольника или специальной линейки (с пазом посередине) наносят цветным карандашом линию вдоль образующей по длине резьбы. Отступив от края резьбы на 1—2 витка, вводят шаровидные наконечники во впадины резьбы в центре начерченной линии и фиксируют показание прибора. Противоположный шаровидный наконечник вводят в ту же впадину резьбы, но с противоположной стороны.

Второй наконечник (индикатор), опираясь на наконечник микрометрической пары, перемещается вправо и влево; так определяют диаметр резьбы.

Наибольшую величину показания индикатора принимают за нуль. Затем прибор снимают и после перемещения микрометрического винта (в сторону увеличения расстояния между шаровидными наконечниками) на величину nPK (n — число витков резьбы, на длине которой проверяются конусность, P — шаг резьбы, K — теоретическая конусность резьбы) наконечник вводят в другую отмеченную впадину на расстояние nP от первой.

Смещение стрелки индикатора от нуля показывает отклонение конусности резьбы по среднему диаметру от номинала.

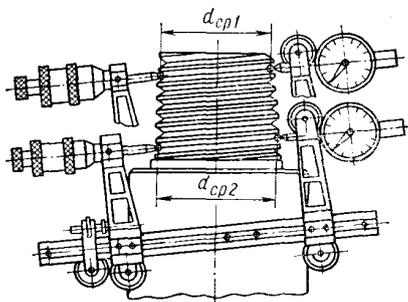


Рис. 3.22. Схема проверки конусности наружной резьбы (труб и ниппелей) по среднему диаметру прибором ИНК

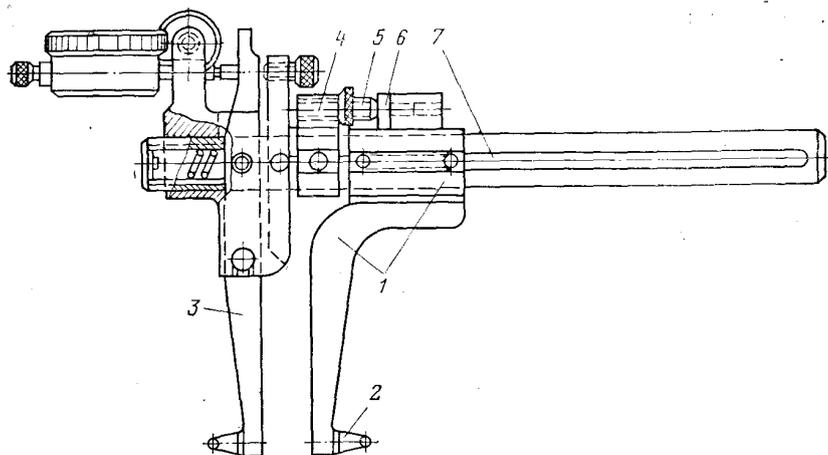


Рис. 3.23. Прибор ИВК-I для проверки конусности резьбы муфты по среднему диаметру

Конусность внутренней резьбы (муфт) по среднему диаметру проверяют индикаторными приборами ИВК и микрометрическим штихмасом МК.

Для проверки конусности по среднему диаметру внутренних конических резьб диаметром 88—114 мм применяют индикаторные приборы ИВК-I (рис. 3.23).

Для проверки конусности муфт с замковой резьбой по ГОСТ 5286—75, с резьбой насосно-компрессорных труб диаметром 102 мм, с резьбой бурильных труб диаметром 114—140 мм, с резьбой обсадных труб диаметром 140—146 мм применяют индикаторные приборы ИВК-IIа, ИВК-IIб, ИВК-IIв, ИВК-III, а для проверки конусности резьбы муфт бурильных и обсадных труб диаметром 168 мм и замков ЗШ-178 используют приборы ИВК-IV.

Прибором ИВК-I измеряют конусность вдоль образующей в двух сечениях. Вдоль образующей прочерчивают цветным карандашом линию по всей длине резьбы муфты. Затем муфту поворачивают приблизительно на 180° . На линии отмечают две впадины резьбы, где должны производить измерения (сначала у малого торца).

Перед вводом прибора в муфту винт подвижной губки 1 ослабляют, чтобы она могла перемещаться. Шаровидный наконечник 2 подвижной губки 1 вставляют в нижнюю впадину резьбы у малого торца в центре начерченной линии, после чего губка перемещается до момента соприкосновения наконечника рычага 3 с боковыми сторонами верхней впадины резьбы. Затем конец рычага 3 устанавливают так, чтобы остался запас на вывод наконечника 2 из впадины резьбы. В этом положении винт подвижной губки 1 закрепляют и прибор вынимают из муфты. Далее упорное кольцо 4 перемещают в губку до контакта винта 5 с плоскостью пяты 6 и закрепляют вин-

том. Прибор вводят в прежнюю впадину. Путем перемещения верхнего наконечника влево и вправо находят диаметр резьбы и устанавливают шкалу индикатора на нуль.

Прибор вынимают из первой впадины муфты. Винт подвижной губки 1 ослабляют и губку перемещают по трубке 7 вправо настолько, чтобы между пятой 6 и концом винта 5 можно было уложить блок плиток, равный по толщине величине nPK .

После укладки блока плиток винт подвижной губки снова закрепляют и прибор вставляют в резьбу муфты у большого торца на расстоянии nP от первой впадины. Перемещением наконечника рычага влево и вправо находят наибольший диаметр.

Смещение стрелки индикатора от нуля показывает отклонение конусности от номинальной величины.

Проверка конусности внутренней резьбы при помощи приборов ИВК-II, ИВК-IV в основном аналогична проверке прибором ИВК-I.

Использование приборов ИВК с набором плиток в цеховых условиях несколько затрудняется, особенно при частых перенастройках прибора.

На принципе использования блока плиток основан прибор НРК-II (рис. 3.24).

Конусность внутренних резьб проверяется также микрометрическим штихмасом МК (рис. 3.25).

Прибор имеет микровинт 2, сменную зажимную втулку 1 и сменные шаровидные наконечники 3. Конусность измеряют вдоль образующей резьбы в двух сечениях по начерченной карандашом линии. При измерении наконечник 3 сменной втулки 1 вводят во впадину резьбы, отмеченную у малого торца, и передвигают в центр прочерченной линии.

Вращая барабан микровинта 2, наконечник 3 передвигают вверх до момента соприкосновения с боковыми сторонами той же впади-

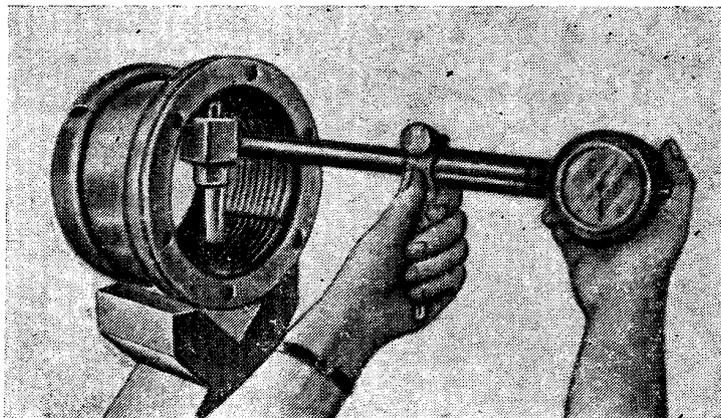


Рис. 3.24. Проверка конусности внутренней резьбы прибором типа НРК-II

ны резьбы. Перемещая наконечник влево и вправо и вращая барабан, находят диаметр и производят отсчет по шкале барабана. Затем штихмас вынимают, переставляют во впадину другого витка на расстоянии nP и производят новый отсчет на барабане. Из большего значения отсчета вычитают меньшее. Полученный результат сопоставляют с теоретической величиной nPK . Разница является отклонением от номинальной конусности.

Прибор МВК применяют для проверки муфт с резьбой диаметром от 140 мм и выше, так как с уменьшением внутреннего диаметра измерение затрудняется.

Для контроля разности средних диаметров у наружных и внутренних конических резьб можно применять специальные одновитковые резьбовые калибр-пробки и калибр-кольца.

Два узких калибр-пробки или два калибр-кольца, каждый из которых имеет только один полный виток резьбы, выполнены с такими средними диаметрами в плоскостях торца, чтобы при свинчивании калибры и контролируемые изделия контактировали друг с другом со стороны большого и малого диаметров резьбы конуса изделия, отступая по одному полному витку с каждой стороны конуса. Взаимное расположение обоих калибров на резьбовом конусе изделия и будет характеризовать отклонение разности средних диаметров резьбы от номинальной величины. Наличие только одного витка резьбы исключает влияние отклонения шага резьбы на точность измерения.

Проверка шага резьбы

Шаг конической резьбы труб, муфт и замков проверяют индикаторным шагомером ШИ (рис. 3.26).

Шагомер состоит из трубки 7, внутри которой находится шток. Через рычаг 2, качающийся на оси 1 в коробке 3, шток передает движение на индикатор часового типа 10. Индикатор крепится винтом 8 в индикаторном зажиме 9. На наружной части трубки 7 насажена втулка 5, перемещающаяся вдоль оси трубки. В нижней части втулки прикреплен сменная траверса 6. В траверсу и в нижнюю часть рычага 2 ввинчивают шаровидные наконечники 4.

При проверке шага резьбы шагомером прибор устанавливают на размер по калибр-пробке или по калибр-кольцу.

Втулку 5 перемещают на требуемое расстояние. Наконечники шагомера устанавливают во впадины резьбы калибра вдоль ее оси,

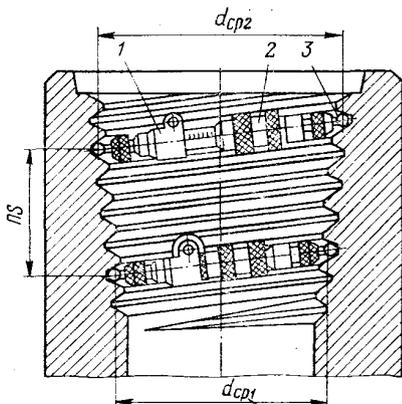


Рис. 3.25. Схема проверки конусности по среднему диаметру внутренних резьб прибором МВК

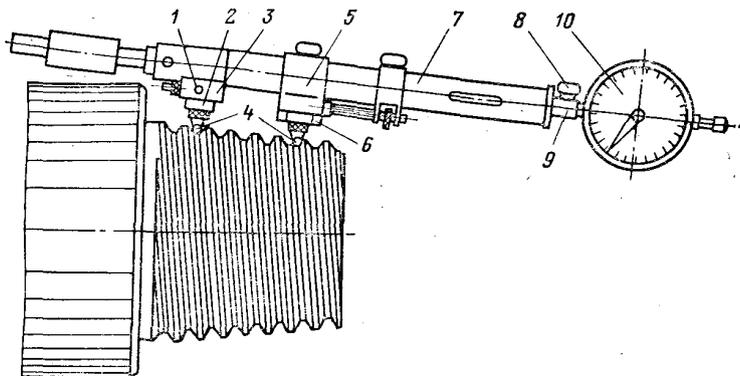


Рис. 3.26. Схема проверки шага резьбы шагомером ШИ

после чего корректируют положение втулки 5 по рискам, нанесенным на верхней части трубки 7. Рычаг 2 устанавливают так, чтобы ось наконечника 4 была перпендикулярна к оси трубки 7. Затем втулку 5 закрепляют винтом и устанавливают прибор на исходный размер.

При проверке шага наружной резьбы шагомер вводят двумя наконечниками траверсы 6 во впадину резьбы у малого торца изделия, а наконечник рычага 2 вводят во впадину у большого торца. Поднимая и опуская наконечник рычага 2, наблюдают отклонение шага резьбы по шкале индикатора.

При проверке шага внутренней резьбы шагомер вводят двумя наконечниками траверсы во впадину резьбы у большого торца муфты.

Прибор снабжается тремя траверсами: для резьбы диаметром 50—114 мм, 140—245 мм и 245—326 мм.

Шаг резьбы насосно-компрессорных и геологоразведочных буровых труб можно проверять шагомером ЦЛ-250.

Для повышения точности измерения и упрощения настройки шагомеров ШИ и ЦЛ-250 необходимо проводить следующие мероприятия.

1. Настройку и работу с приборами вести, устанавливая опорные наконечники на большем диаметре конической резьбы (относительно измерительного наконечника).

2. Шагомер ЦЛ-250 использовать в диапазоне диаметров трубных резьб 33—60 и 60—168 мм для работы с одноразовой настройкой прибора.

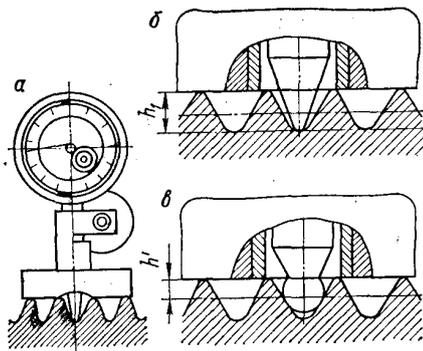
3. Малую траверсу шагомера ШИ применять для контроля замковых резьб от 3-66 до 3-121 и трубных резьб диаметрами 60—219 мм.

Среднюю траверсу устанавливать для контроля замковых резьб свыше 3-133 и трубных резьб диаметром 219—400 мм.

Большую траверсу использовать в некоторых случаях для удлиненных трубных резьб диаметрами свыше 300 мм.

Рис. 3.27. Схема проверки высоты витка резьбы:

a — общий вид прибора; *б* — проверка общей высоты витка; *в* — проверка высоты витка от среднего диаметра до вершины



4. Настройку шагомера ШИ при контроле замковых резьб производить по калибру одинакового с измеряемой резьбой типоразмера, причем для измерения на длине 25,4 мм — посередине калибра.

Для контроля трубных резьб диаметром 60 и 73 мм настройка также производится по калибрам того же типоразмера, других диаметров — по калибру любого диаметра и диапазона.

Контроль высоты витка резьбы

Кроме проверки конусности и шага резьбы, необходимо также проверять высоту профиля резьбы. Контролировать следует общую высоту витка h_1 и высоту h' — от среднего диаметра до вершины резьбы (у наружной и у внутренней резьбы, рис. 3.27, б, в).

При нарезании резьбы резьбовыми фрезами и плашками (трубонарезными и муфтонарезными патронами) отклонения высоты профиля нарезаемой резьбы зависят от допусков, предусмотренных на резьбообразующий инструмент.

Однако при нарезании резьбы непрофилированными резьбовыми резцами высота профиля зависит от положения гладкого калибра (диаметра, проточенного по гладкому калибру).

Высоту профиля проверяют накладным индикаторным прибором (рис. 3.27, а). Прибор устанавливают на размер при помощи специального резьбового образца (эталоны), у которого установочные вырезы соответствуют шагу, углу профиля, конусности и высоте профиля контролируемой резьбы. Индикатор прибора для проверки полной высоты витка резьбы может быть установлен непосредственно по гладкой поверхности.

Проверка половины угла профиля

Для проверки половины угла профиля наружной резьбы замков геологоразведочных труб, а также замков бурильных труб диаметром до 100 мм можно использовать большой инструментальный микроскоп БМИ, а также универсальный микроскоп УИМ-23 и др.

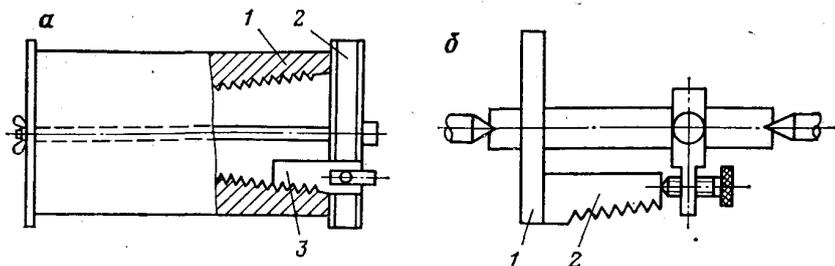


Рис. 3.28. Схема проверки половины угла профиля внутренней резьбы с помощью отливки:

a — снятие отливки: 1 — муфта; 2 — приспособление для снятия отливок; 3 — форма для отливок; *б* — установочное приспособление на микроскопе: 1 — приспособление; 2 — отливка

Для замков и труб диаметром более 100 мм можно применять накладной микроскоп и отливки.

Половину угла профиля внутренних резьб проверяют при помощи отливок с последующим измерением на микроскопе. Для отливок применяют медную амальгаму, медицинский гипс, смешиваемый в равных объемах с раствором хромпика (15—20 г хромпика калиевого растворяется в 1 л воды), или смесь серы с графитом, дающую минимальные усадки. Гипс с хромпиком заливают в специальную форму (рис. 3.28, *a*). Отливку после затвердения вынимают и измеряют при помощи микроскопа в специальном приспособлении (рис. 3.28, *б*). Резьбу, чтобы к ней не прилипла отливка, слегка смазывают трансформаторным маслом.

Контроль шероховатости поверхности резьбы

Для проверки шероховатости поверхности резьбы может быть рекомендован метод слепков с последующим измерением высоты неровностей на приборе типа ПССС (ГОСТ 9847—79) или на профилометрах.

Для слепков применяют масляно-гуттаперчевую массу, состоящую из 35% гуттаперчи зукамии (развальцованной), 30% минерального или трансформаторного масла и 35% нефтяного битума марки V (ГОСТ 22245—76).

В разогретое трансформаторное масло добавляют кусочки битума и доводят его до кипения. После растворения битума верхнюю часть содержимого сливают. Слитую массу доводят до кипения, добавляя в нее гуттаперчу. После загустевания массы ее вынимают из емкости и разминают в теплой воде для доведения до полной однородности.

Отрезав кусочек массы, прижимают ее струбцинами к контролируемому участку резьбы. Затем отпечатанные шероховатости измеряют на указанных выше приборах.

Контроль конической трапецеидальной резьбы ТТ

Контроль конусности по наружному диаметру резьбы и стабилизирующего пояска

Конусность по наружному диаметру резьбы и стабилизирующего пояска проверяют с помощью гладких калибров-колец, предназначенных для проверки натяга.

При контроле гладкий калибр-кольцо надевают на резьбу, и если при этом происходит качание в поперечном направлении, то калибр отжимают к одной стороне резьбы, а образовавшийся зазор измеряют с помощью набора пластинчатых щупов (рис. 3.29). Зазор в этом случае характеризует отклонение разности диаметров от номинального значения на длине контакта резьбы с калибром.

При проверке конусности резьбы зазор со стороны большего диаметра калибра не допускается, со стороны меньшего диаметра в зазор не должен входить щуп толщиной 0,08 мм.

При проверке конусности стабилизирующего пояска щуп толщиной 0,06 мм не должен входить в зазор, образовавшийся у торца калибра со стороны меньшего или большего диаметра (рис. 3.30). Если гладкий калибр не имеет качания, то щупом проверяют зазоры между калибром и резьбой (или пояском) по всей окружности. Суммарный зазор, измеренный в двух диаметрально противоположных сторонах, характеризует отклонение разности диаметров на длине калибра. В этом случае при проверке резьбы в зазор не должен входить щуп толщиной 0,04 мм, а при проверке конического пояска — щуп толщиной 0,03 мм.

Контроль конусности по внутреннему диаметру резьбы

Для измерения конусности по внутреннему диаметру резьбы применяют прибор ИНК-1. В измерительном стержне индикатора и в микрометрическом витке укрепляют шариковые наконечники, которые должны одновременно касаться впадины профиля и одной из боковых сторон профиля (рис. 3.31). Диаметры шариковых наконечников выбирают в пределах 1,8—2,2 мм.

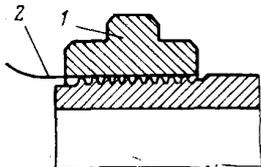


Рис. 3.29. Схема проверки конусности наружной резьбы ТТ гладким калибром и щупом:

1 — гладкий калибр-кольцо;
2 — щуп

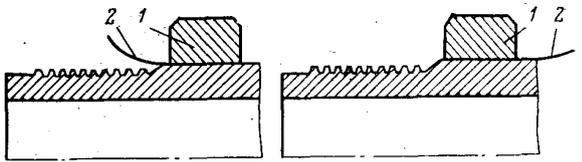


Рис. 3.30. Схема проверки конусности стабилизирующего пояска на трубах ВК, ВН по ГОСТ 631—75 (типы 3, 4)

1, 2 — обозначения те же, что на рис. 3.29

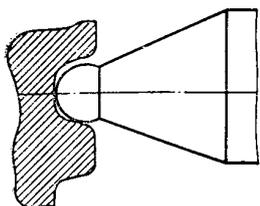


Рис. 3.31. Установка шарикового наконечника во впадине трапецидальной резьбы труб и муфт

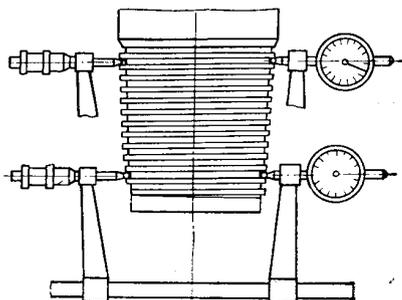


Рис. 3.32. Схема проверки конусности по внутреннему диаметру трапецидальных резьб прибором ИНК

Проверка конусности сводится к определению фактической разности двух измеряемых диаметров на выбранной длине, кратной шагу резьбы (рис. 3.32).

На проверяемой резьбе по вершинам профиля с помощью угломера или шаблона наносят цветным карандашом линию вдоль обрабатываемой конуса.

Рекомендуется производить измерения на трех интервалах, равных четырем виткам по длине резьбы, начиная от первой полной нитки со стороны малого диаметра резьбы.

Перед измерением микропару устанавливают в нулевое положение. Шариковый наконечник микровинта ориентируют по разметочной линии во впадине первой полной нитки у меньшего диаметра резьбы и перемещением кронштейна с индикатором устанавливают индикатор в нулевое положение при натяге около 0,5 мм. Индикатор устанавливают при нахождении наибольшего показания путем покачивания прибора по небольшой дуге относительно наконечника микровинта. Затем, вращая микровинт, устанавливают показание микропары, равное теоретической разности диаметров на измеряемой длине резьбы, определяемой по формуле

$$d_2 - d_1 = nPK,$$

где n — число витков между измеряемыми впадинами; P — шаг резьбы; K — конусность резьбы.

Теоретическая разность диаметров для рекомендуемых интервалов и наибольшие допустимые отклонения приведены в табл. 3.21.

Таблица 3.21

Интервал измерения конусности		Теоретическая разность диаметров, мм	Наибольшие допускаемые отклонения, мм
нити	мм		
1—5	20,32	0,635	+0,03
1—9	40,64	1,270	+0,06
1—13	60,96	1,905	+0,09

Установив прибор на заданном расстоянии от первого сечения так, чтобы наконечник микровинта совпал с разметочной линией, можно найти наибольшее показание по индикатору. Отклонение стрелки индикатора от первоначального нулевого положения будет характеризовать отклонение конусности от номинального значения на выбранной длине.

При измерении конусности необходимо следить, чтобы во всех случаях наконечники прибора устанавливались в диаметрально противоположные впадины, образованные витком при одном и том же направлении винтовой линии.

Шариковые наконечники в процессе измерений должны прижиматься к одной и той же стороне профиля резьбы.

Контроль шага резьбы

Шаг резьбы измеряют с помощью накладного индикаторного шагомера типа ШИ.

Прибор на нуль устанавливают по соответствующему резьбовому калибру-пробке, используемому как эталон. Положение прибора при контроле резьбы трубы должно быть таким же, как и при его настройке по калибру, т. е. если траверса прибора устанавливалась у большего диаметра калибра-пробки, то и при измерении трубы траверса должна устанавливаться у большего диаметра резьбы трубы, и наоборот (рис. 3.33).

Шариковые наконечники должны одновременно касаться впадины профиля и одной из боковых сторон профиля.

Диаметры шариковых наконечников выбирают в пределах 1,8—2,2 мм. При настройке шагомера по резьбовому калибру-пробке и при измерении шага резьбы трубы отжим прибора необходимо производить таким образом, чтобы неподвижный и подвижный наконечники касались одной и той же стороны профиля, при этом нужно следить, чтобы оба неподвижных наконечника были плотно прижаты к одной стороне профиля.

Отклонения шага на длине 25,4 мм (5 ниток) не должны превышать $\pm 0,05$ мм, а на всей длине резьбы — $\pm 0,1$ мм.

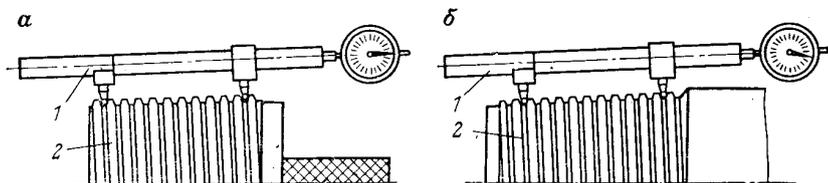


Рис. 3.33. Схема проверки отклонения шага резьбы шагомером ШИ трапецидальных резьб ТТ труб:

а — установка шагомера по резьбовому калибру-пробке: 1 — индикаторный шагмер типа ШИ; 2 — резьбовой калибр-пробка; б — проверка шага резьбы на трубе: 1 — индикаторный шагмер типа ШИ; 2 — проверяемая труба

Контроль углов наклона профиля

Углы наклона профиля можно контролировать на образцах, отрезанных от трубы, а также с помощью отливок, сделанных с резьбы и измеряемых затем инструментальным или универсальным микроскопом. Ширина отливки должна быть не более 5 мм, так как вогнутая поверхность отливки вносит искажения при измерении профиля микроскопом.

Контроль высоты профиля

Высоту профиля измеряют специальным индикаторным глубиномером, состоящим из колодки и укрепленного в ней индикатора часового типа (см. рис. 3.28).

В измерительном стержне индикатора укреплен контактный наконечник конической формы с углом конуса 40—50°, вершина наконечника скруглена радиусом приблизительно 0,15 мм.

Индикаторный глубиномер устанавливают по специальному шаблону или по плоской доведенной поверхности. В последнем случае высота профиля определяется как разность отсчетов по индикатору при установке на плоскость и в проверяемой резьбе.

При измерении конусный наконечник устанавливают во впадину резьбы и небольшим перемещением по оси резьбы определяют положение, соответствующее наибольшей глубине резьбы, а покачиванием прибора находят наименьшее показание по индикатору.

Высота профиля резьбы должна находиться в пределах 1,65—1,75 мм.

Контроль соосности резьбы и конического стабилизирующего пояска

Соосность резьбы и конического пояска контролируют с помощью специального индикаторного приспособления (рис. 3.34). При измерении основание устанавливается по вершинам резьбы вдоль образующей, для ограничения осевого перемещения упорная планка прижимается к торцу трубы, при этом наконечник индикатора должен касаться поверхности конического пояска примерно в середине его рабочей длины.

Проверку производят по всей длине окружности в пределах одного оборота. Разница между наибольшим и наименьшим показаниями индикатора в диаметрально противоположных сечениях, характеризующая удвоенное отклонение от соосности оси резьбы и оси конического стабилизирующего пояска, не должна превышать 0,08 мм.

Контроль перпендикулярности торца трубы относительно оси резьбы

Перпендикулярность торца контролируют с помощью специального индикаторного прибора (рис. 3.35).

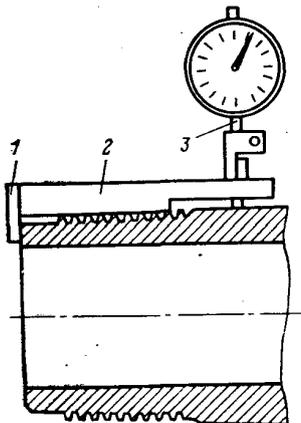


Рис. 3.34. Схема контроля осности резьбы ТТ и конического стабилизирующего пояска:

1 — упорная планка; 2 — основание приспособления; 3 — индикатор

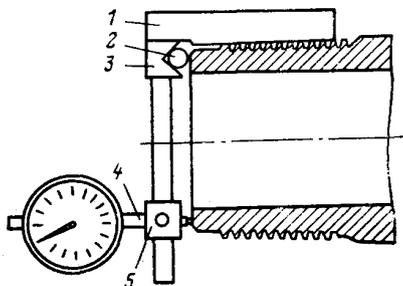


Рис. 3.35. Схема контроля перпендикулярности торца трубы относительно резьбы:

1 — основание приспособления; 2 — ролик; 3 — призма; 4 — индикатор; 5 — ползун

Основание прибора устанавливают по вершинам резьбы вдоль образующей, при этом ролик, укрепленный в призме, должен быть плотно прижат к торцу трубы.

Ползун с закрепленным в нем индикатором часового типа располагается так, чтобы измерительный наконечник индикатора контактировал с торцом трубы с диаметрально противоположной стороны от места касания ролика.

Проверка производится по длине окружности в пределах одного оборота. Разница между наибольшим и наименьшим показаниями индикатора при установках прибора в диаметрально противоположных сечениях (под 180°), характеризующая удвоенную величину неперпендикулярности торца трубы относительно оси резьбы, не должна превышать 0,12 мм.

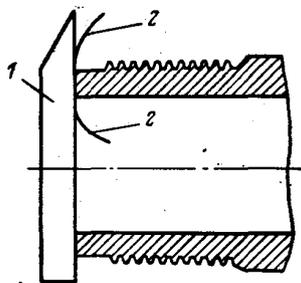


Рис. 3.36. Схема контроля неплоскостности торца трубы:

1 — лекальная линейка; 2 — щуп

Проверка неплоскостности торца трубы

Неплоскостность торца трубы проверяют с помощью лекальной линейки и щупа (рис. 3.36).

Лекальная линейка плотно прижимается к торцу трубы в диаметральной сечении. Пластинчатый щуп толщиной 0,1 мм не должен входить в зазор, образовавшийся между линейкой и торцом трубы со стороны наружной или внутренней поверхности трубы.

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

На бурильную колонну действуют различные по характеру усилия:

- а) осевая растягивающая нагрузка от собственного веса и перепада давления на долоте и забойном двигателе;
- б) осевая сжимающая нагрузка от собственного веса;
- в) изгибающий момент, возникающий при вращении колонны;
- г) крутящий момент, необходимый для вращения колонны и передачи энергии долоту при роторном способе бурения;
- д) реактивный момент забойного двигателя;
- е) гидравлическое давление бурового раствора в радиальном и осевом направлениях;
- ж) силы трения о стенки скважины и обсадную колонну;
- з) осевые нагрузки, возникающие при затяжках и прихватах бурильной колонны; инерционные силы, проявляющиеся при спуско-подъемных операциях, и др.;
- и) изгибающий момент при работе в наклонной и искривленной колоннах;
- к) изгибающие моменты, возникающие при бурении с плавучих средств в связи с перемещением судна;
- л) продольные, поперечные и крутильные колебания, действующие преимущественно в нижней части колонны и зависящие от уравновешенности вращающейся колонны, степени однородности разбуриваемых пород, устойчивости режима работы забойного двигателя и др.

Характер нагрузок, действующих на бурильную колонну, не постоянен, а изменяется по длине. В работе колонна теряет устойчивость прямолинейной формы, принимая в общем случае форму пространственно-изогнутой кривой.

Устойчивость бурильной колонны

Устойчивость при осевых сжимающих нагрузках

Осевая сжимающая нагрузка на долото осуществляется частью собственного веса утяжеленных труб, которые при этом могут подвергнуться продольному изгибу в результате потери устойчивости прямолинейной формы равновесия.

В зависимости от степени податливости нижнего конца колонны (опертый или защемленный конец) критическая нагрузка, при которой колонна потеряет устойчивость, определяется (в Н) из выражения

$$P_{кр} = (1,94 - 3,35) \sqrt[3]{EI q_T^2} . \tag{4.1}$$

Масса труб (в кг), соответствующая критической нагрузке,

$$Q = (1,94 - 3,35) \sqrt[3]{\frac{EI}{g} q^2} . \tag{4.2}$$

Выражение (4.1) распространяется на колонну длиной (8,8—12,5) $\times \sqrt[3]{EI/gq}$, где EI — жесткость сечения, Н·м²; q — масса 1 м колонны, кг/м; q_T — вес 1 м труб, Н/м.

Для меньших длин $P_{кр}$ определяется из рис. 4.1. Для колонны значительной длины (см. рис. 4.1) $P_{кр}$ будет зависеть только от граничного условия на нижнем конце и может практически приниматься равным значению, приведенному в (4.1).

На изогнутом участке колонны образуется как сжатый, так и растянутый участок. Длина сжатого участка соответствует осевой сжимающей нагрузке.

В том случае, когда растянутый участок отсутствует, искривление произойдет под действием веса всей колонны. Для стержня с нижним и верхним опертыми концами критическая длина

$$l_{кр} = 2,65 \sqrt[3]{\frac{EI}{qg}}. \quad (4.3)$$

По этой формуле определяют наибольшую длину свечей. Критические нагрузки, приведенные выше, рассчитывались для колонны, имеющей одинаковую жесткость (EI) по всей длине.

Если используются одновременно два размера утяжеленных труб (например, 178×203), то критическая нагрузка будет зависеть от соотношения длин труб каждого размера и определяться для опертого конца из рис. 4.2. На оси ординат указаны критические нагрузки в безразмерных величинах $\Pi = P_{кр} / \sqrt[3]{EI_1(q_1g)^2}$; на оси абсцисс от-

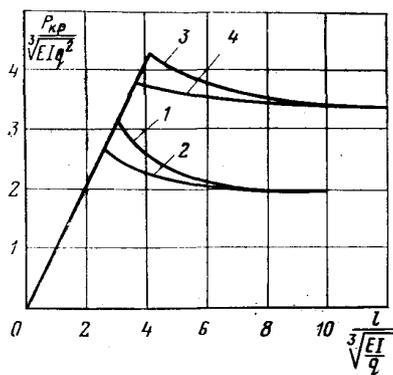


Рис. 4.1. Зависимость между критической нагрузкой и длиной колонны: 1 — верхний конец защемлен, нижний оперт; 2 — оба конца оперты; 3 — оба конца защемлены; 4 — верхний конец оперт, нижний защемлен

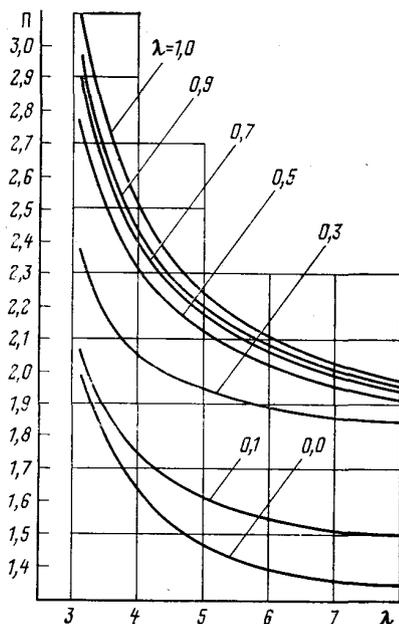


Рис. 4.2. Зависимость между критической нагрузкой и длиной для двухразмерных УБТ (178×203)

ношение $\Lambda = l / \sqrt[3]{EI_1/q_1g}$. Кривые построены для различных длин УБТ, которые даны в безразмерных величинах $\lambda = l_1/l$. В приведенных зависимостях: $P_{кр}$ — критическая нагрузка, приложенная к нижнему концу колонны, Н; q_1 — масса 1 м нижней секции, кг/м; l_1 — длина нижней секции, м; l — общая длина УБТ, м; EI_1 — момент инерции площади сечения труб нижней секции, см⁴.

Значению $\lambda = 0$ соответствует критическая нагрузка для колонны, состоящей только из труб верхней секции. В зависимости от λ и Λ определяют Π и $P_{кр} = \Pi \sqrt[3]{EI_1q_1^2}$.

Для двухразмерной конструкции УБТ длину нижней секции следует принимать $\geq 0,5 l$ (см. рис. 4.2).

Устойчивость при кручении

Для колонны с опертными концами, сжатой (растянутой) силами собственного веса, крутящий момент, при котором колонна теряет устойчивость прямолинейной формы, определяют (в Н·м) из выражения

$$M = \sqrt{\frac{4 \pi^2 (EI)^2}{l^2} \mp 2qlgEI}. \quad (4.4)$$

Знак минус соответствует сжатой колонне.

Как видно из уравнения, собственный вес колонны уменьшает критическое значение крутящего момента.

Для растянутой колонны критический момент вначале уменьшается с увеличением длины, однако, если длина колонны больше

$l_{\max} = \sqrt[3]{\frac{4 \pi^2 EI}{qg}}$, потеря устойчивости будет наблюдаться на длине $\approx l_{\max}$, а остальная часть колонны сохранит прямолинейную форму под действием собственного веса. Для труб, применяемых при бурении, критический момент при длине l_{\max} превышает действующие моменты, поэтому колонна в растянутой части не теряет устойчивости под действием крутящего момента.

Устойчивость при вращении

В процессе бурения вращающаяся буровая колонна в отличие от холостого вращения будет иметь как растянутый, так и сжатый участки, на которые действуют центробежные силы.

Критическую частоту вращения колонны находят (в об/мин) из выражения

$$n = \frac{30m}{l} \sqrt{\frac{1}{q} \left(\frac{EI m^2 \pi^2}{l^2} \pm P \pm 0,5 gql \right)}, \quad (4.5)$$

где P — концевая сила, Н; l — длина колонны, м.

Знак плюс относится к растянутой части колонны, минус — к сжатой. При больших значениях m , соответствующих применяемым в практике частотам вращения ротора, пренебрегать жесткостью

сечения EI нельзя. При малых значениях m и большой длине l можно принять $EI=0$.

Частота вращения, при которой произойдет потеря устойчивости на коротком участке между бурильными замками (l_T), определяется (в об/мин) по формуле

$$n = \frac{30 \pi}{l_T^2} \sqrt{\frac{EI}{q}} \quad (4.6)$$

В процессе бурения при вращении колонна, потеряв устойчивость, образует полуволны, длина которых определяется по формуле Г. М. Саркисова

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EI\omega^2}{10^2q}}} \quad (4.7)$$

где E — модуль упругости, Н/м²; I — момент инерции сечения, м⁴; q — масса 1 м трубы, кг/м; z — координата того места колонны, где определяется длина полуволны (для растянутой части эту величину нужно принимать положительной, для сжатой — отрицательной; отсчитывать следует от плоскости раздела сжатой и растянутой частей), м; ω — угловая скорость, м/с².

Устойчивость при воздействии бурового раствора

Потеря устойчивости колонны возможна при спуске колонны с обратным клапаном, установленным над долотом, когда q для некоторых размеров труб может быть меньше q_n .

Если $q < q_n$, а $q_b \geq 1(q_n - q)/(l - l_0)$, то потери устойчивости не произойдет (q_n — масса 1 м жидкости, вытесненной колонной, кг/м; q_b — масса 1 м жидкости внутри колонны; l_0 — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м).

Если $q < q_n$, а $l(q_n - q)/(l - l_0) > q_b \geq 1(q_n - q)$, то потеря устойчивости произойдет при критической длине

$$l_{кр} = \left[\frac{q_b g (l - l_0)}{\sqrt[3]{EI [(q_n - q) g]^2}} + m \right] \sqrt[3]{\frac{EI}{(q_n - q) g}} \quad (4.8)$$

где m определяется при следующих значениях:

n	...	0	0,1	0,3	0,5	1	2	3
m	...	1,98	1,99	2,02	2,07	2,22	2,32	2,34

$$n = (l - l_0) \sqrt[3]{\frac{g (q_n - q)}{EI}} \left(\frac{q_b}{q_n - q} - 1 \right).$$

Если $l_0 = l$, т. е. колонна не заполнена жидкостью, то

$$l_{кр} = 1,98 \sqrt[3]{\frac{EI}{g (q_n - q)}} \quad (4.9)$$

При отсутствии обратного клапана [$q > (q_n - q_b)$] колонна, погруженная в жидкость, устойчивость не теряет.

Действие движущейся жидкости на колонну отличается от рассмотренного влияния гидростатических сил, создаваемых весом столба жидкости. Внешнее p_n и внутреннее p_b избыточные устьевые давления не оказывают влияния на устойчивость колонны, если давление действует на замкнутую поверхность трубы.

При выходе из колонны жидкость не ограничивается замкнутой полостью. В этом случае при определенных условиях колонна может потерять устойчивость, искривляясь в основном в нижней части над долотом. Критические значения перепада давления при выходе жидкости из колонны определяют из выражения

$$(p_0)_{кр} = \frac{k \sqrt[3]{EI [(q - q_{ж}) g - \Delta_k F_n - \Delta_r F_b]^2}}{F_0} \quad (4.10)$$

Для свободно подвешенной колонны при $k=2,55$ происходит потеря устойчивости с переходом в режим движения; для колонны, опирающейся на забой, потеря устойчивости произойдет при $k=1,94$ с переходом к смежной форме равновесия.

Устойчивость в общем случае нагружения

Для общего случая нагружения критическая нагрузка от собственного веса с учетом перепада давления и скорости движения бурового раствора

$$P_{кр} = (1,94 - 3,55) \sqrt[3]{EI [(q - q_{ж}) g - \Delta_r F_b - \Delta_k F_n]^2} - \rho_0 F_0 - \frac{\gamma_{ж}}{10} (F_b v_b^2 + F_k v_k^2), \quad (4.11)$$

где $q, q_{ж}$ — масса единицы длины трубы и масса жидкости, кг/м; Δ_r, Δ_k — потери давления жидкости на единице длины колонны в трубах и кольцевом пространстве, Па/м; F_n и F_b — площадь трубы по наружному и внутреннему диаметрам, м²; p_0 — перепад давления в долоте, Па; F_0 — площадь проходного отверстия, м²; $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости, Н/м³; v_b, v_k — скорость жидкости в трубах и кольцевом пространстве, м/с; F_k — площадь кольцевого сечения, м².

Критическая частота вращения колонны для общего случая нагружения

$$n = \frac{30 m}{l} \sqrt{\left(\frac{m^2 \pi^2 EI}{l^2} \pm P - P_0 \pm 0,5 q l g \right) \frac{1}{q}},$$

где

$$P_0 = \rho_0 F_0 + [(\gamma_{ж} + \Delta_k) F_n - (\gamma_{ж} - \Delta_r) F_b] \frac{l}{2} + \frac{\gamma_{ж}}{10} (F_b v_b^2 + F_k v_k^2).$$

Длина полуволны изогнутой колонны при вращении (в м)

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5 A + \sqrt{0,25 A^2 + \frac{EI \omega^2}{10^2 q}}}, \quad (4.12)$$

где

$$A = z - \frac{\gamma_{ж}}{10^3 q} (F_{в} v_{в}^2 + F_{к} v_{к}^2) - \frac{\rho_0 F_0}{10 q} - \left[\left(\gamma_{ж} + \frac{\rho_{к}}{l} \right) F_{н} - \left(\gamma_{ж} - \frac{\rho_{т}}{l} \right) F_{в} \right] \frac{l_0 + z}{10 q};$$

l_0 — длина сжатой колонны, м; z — координата того места колонны, где определяется длина полуволны (для растянутой части значение z следует принимать положительным, для сжатой — отрицательным), м; $\rho_{к}$, $\rho_{т}$ — потери давления в колонне и затрубном пространстве, Па; q — масса 1 м трубы, кг/м; $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости, Н/м³.

С ростом скорости движения и давления бурового раствора длина полуволны уменьшается.

Разность в длинах полуволн, определенных по формулам (4.7) и (4.12), увеличивается с приближением к устью скважины.

Нагрузки и напряжения

Растяжение и сжатие

Статические напряжения. В вертикальной скважине осевые напряжения в колонне, подвешенной в жидкости, определяются (в Н/м²) из выражения

$$\sigma = \frac{g (Q_{т} + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) + Q_6 g \left(\frac{l_x}{l_6} - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right)}{F}, \quad (4.13)$$

где $Q_{т}$ — масса УБТ, кг; Q_6 — масса бурильных труб в колонне, кг; G — масса долота и забойного двигателя, кг; l_6 — длина бурильных труб (без УБТ), м; l_x — расстояние от начала бурильной колонны (без УБТ) до рассматриваемого сечения, м; $\gamma_{ж}$ — удельный вес бурового раствора, Н/м³; γ — удельный вес материала труб, Н/м³; F — площадь сечения труб, м².

Из (4.13) следует, что при $l_x/l_6 < \gamma_{ж}/\gamma$ в нижней части бурильной колонны будет сжатый участок. Наличие УБТ существенно уменьшает сжимающие напряжения в бурильных трубах.

Наибольшие растягивающие напряжения действуют у устья ($l_x = l_6$). С достаточной для практических расчетов точностью наибольшие растягивающие напряжения для колонны в вертикальной скважине определяются (в Па) из выражений:

а) для колонны в подвешенном состоянии при отсутствии движения раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_6 + Q_{т} + G) g (1 - \gamma_{ж}/\gamma)}{F}; \quad (4.14)$$

б) для колонны в подвешенном состоянии в процессе движения бурового раствора

$$\sigma_p = \frac{(Q_6 + Q_T + G) \left[1 - \frac{1}{\gamma} \left(\gamma_{ж} + \Delta_k + \frac{\Delta_k + \Delta_r}{F} \right) F_{II} \right] g + \rho_{II} (F_{II} - F_T) + (F_T - F_0) \rho_0}{F}, \quad (4.15)$$

где Δ_r, Δ_k — потери давления в трубах и кольцевом пространстве на длине 1 м, Па/м; F_{II} — площадь проходного канала трубы, м²; ρ_{II} — перепад давления на турбобуре, Па; F_T — площадь канала вала турбобура, м²; F_0 — площадь промывочных отверстий долота, м; ρ_0 — перепад давления на долоте, Па.

С учетом упрощения выражения (4.15) σ_p определяется (в Па) из выражения

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F} = \frac{k (Q_6 + Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) g + (\rho_{II} + \rho_0) F_{II}}{F}, \quad (4.16)$$

где k — коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции, принимаемый 1,15.

Приблизительно величина σ_p может быть определена (в Па) из формулы

$$\sigma_p = 1,15 k_0 (\gamma - \gamma_{ж}) l, \quad (4.17)$$

где l — вся длина бурильной колонны; k_0 — коэффициент, учитывающий влияние бурильных замков и высаженных концов труб. Для стальных труб принимается $\approx 1,1$.

Если колонна составлена из труб с разными материалами (легкосплавные и стальные), то (4.16) определяется по формуле (в Па)

$$\sigma_p = \frac{k (Q_T + Q_6 + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_0} \right) g + k Q_a \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_a} \right) g + (\rho_{II} + \rho_0) F_{II}}{F}, \quad (4.18)$$

где γ_0 — удельный вес стали, Н/м³; γ_a — удельный вес алюминиевого сплава, Н/м³; Q_a — масса труб из алюминиевых сплавов, кг.

Наибольшее сжимающее напряжение в подвешенной колонне будет при отсутствии перепада давления в сечении $l_x = 0$ при условии $(Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) < Q_6 \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}$. В процессе бурения часть веса колонны передается на забой, растягивающие напряжения уменьшаются, а сжимающие увеличиваются. Тогда наибольшие сжимающие напряжения (при условии соблюдения указанного выше неравенства) можно определить из выражения

$$\sigma_c = \frac{a g \left[(Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) - Q_6 \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right] - Q_d}{F}, \quad (4.19)$$

где Q_d — осевая нагрузка на долото, Н; a — коэффициент, учитывающий уменьшение эффекта облегчения веса бурильной колонны в растворе при соприкосновении долота с забоем за счет площади контакта долота ($a < 1$).

Наибольшее растягивающее напряжение (в Па) в бурильной колонне в наклонно-направленной скважине определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{k(gP_B + P_H + P_{II} + P_T) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) + F_{II}(p_{II} + p_0)}{F}, \quad (4.20)$$

где P_B — масса вертикального участка колонны, кг; P_H — усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на прямолинейных наклонных участках скважины, Н; P_{II} — усилие, обусловленное силами трения и собственным весом колонны на участках увеличения или уменьшения угла наклона скважины, Н; P_T — усилие, создаваемое в колонне утяжеленными бурильными трубами и забойным двигателем на нижнем прямолинейном участке скважины, Н:

$$P_H = \sum_1^m Q_{Hi} g (\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i), \quad (4.21)$$

где Q_{Hi} — масса i -го наклонного участка бурильной колонны; μ_i — коэффициент трения труб о породу ($\mu = 0,15 \div 0,35$); α_i — угол наклона скважины на рассматриваемом участке (для вертикального участка $\alpha = 0$); m — число наклонных участков;

$$P_{II} = \sum_1^n \mu_i | \pm 2 q_i g R_i (\cos \alpha_{iK} - \cos \alpha_{iH}) - q_i g R_i \Delta \alpha_i \sin \alpha_{iK} \pm \pm P_i \Delta \alpha_i | + \sum | q_i g R_i (\sin \alpha_{iK} - \sin \alpha_{iH}) |, \quad (4.22)$$

где q_i — масса 1 м колонны на рассматриваемом участке, кг/м; R_i — радиус кривизны участка, м;

$$\Delta \alpha_i = | \alpha_{iK} - \alpha_{iH} |, \quad (4.23)$$

α_{iH} , α_{iK} — углы наклона в начале и в конце участка; P_i — усилие натяжения колонны в конце рассматриваемого участка, Н; n — число искривленных участков.

В формуле (4.22) при уменьшении угла наклона скважины принимают знак плюс, при увеличении — минус. В расчетах принимаются абсолютные значения $\Delta \alpha_i$ и слагаемые выражения (4.22):

$$P_T = g (Q_T + G) (\mu_{II} \sin \alpha_{II} + \cos \alpha_{II}), \quad (4.24)$$

где μ_{II} , α_{II} — коэффициент трения и угол наклона на нижнем прямолинейном участке.

Если на рассматриваемом участке колонна состоит из нескольких секций, то P_H и P_{II} определяют для каждой секции, а затем суммируют. Силы сопротивления колонны для разных случаев рассмотрены М. М. Александровым.

Если P_n, P_n, P_T меньше собственного веса колонны на рассматриваемых участках, то при расчете по формуле (4.20) сумма эта принимается равной весу бурильной колонны.

Динамические напряжения. В процессе торможения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях возникают инерционные нагрузки, связанные с изменением скорости движения колонны. Наибольшие напряжения у устья скважины с учетом динамических напряжений определяются из выражения

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{E \Delta v}{a} \sqrt{1 + \frac{Q_T}{Q_6}}, \quad (4.25)$$

где $\sigma_{ст}$ — статическое напряжение в подвешенной колонне, Па; Δv — изменение скорости движения колонны, м/с²; a — скорость звука в металле, м/с (для стали $a=5000$); Q_6 — масса колонны бурильных труб, кг; Q_T — масса утяжеленных труб, кг. В формуле (4.25)

$$Q_T < Q_6.$$

Если колонна движется со скоростью v и ускорением ω , то после ее мгновенной остановки наибольшее напряжение

$$\sigma = \sigma_{ст} + \frac{E v}{a} + \frac{E \omega l}{a^2}.$$

Кручение

Касательные напряжения действуют по всей длине бурильной колонны. Неравномерная подача энергии и неравномерное ее поглощение колонной приводит к изменению крутящего момента в процессе вращения, что, в свою очередь, влечет за собой ускорение и замедление вращения и, как следствие, возникновение колебаний колонны. На бурильную колонну передаются как статические, так и переменные моменты.

Среднее значение крутящего момента определяется (в Н·м) из выражения

$$M = 9550 \frac{N_B + N_n + N_d}{n}. \quad (4.26)$$

Мощность (в кВт), расходуемая на холостое вращение стальных труб в вертикальной скважине,

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-8} l d^2 n^{1,5} D_{-}^{0,5} \gamma_{ж}, \quad (4.27)$$

где l — длина колонны, м; d — диаметр бурильных труб, м; D — диаметр скважины, м; n — частота вращения колонны, об/мин; $\gamma_{ж}$ — удельный вес раствора, Н/м³.

Мощность (в кВт), расходуемая на вращение колонны на изогнутом участке:

$$N_n = \frac{2n}{9550 R} \sqrt{ETGI_p},$$

где EI — жесткость сечения, $\text{Н} \cdot \text{м}^2$; G — модуль сдвига, $\text{Н}/\text{м}^2$; I_p — полярный момент инерции, м^4 ; R — радиус искривления, м.

Мощность (в кВт), расходуемая на разрушение породы [формула, предложенная фирмой «Юз» (США)]:

$$N_d^* = 5 \cdot 10^{-6} c n D_d^{0,4} Q^{1,3}, \quad (4.28)$$

где D_d — диаметр долота, мм; Q — осевая нагрузка на долото, кН; c — коэффициент крепости пород (мягкие — 7,8; средние — 6,9; твердые — 5,5).

Касательные напряжения в колонне (в $\text{Н}/\text{м}^2$) рассчитываются по формуле

$$\tau = 9550 \frac{N_b + N_n + N_d}{W_p}, \quad (4.29)$$

где W_p — полярный момент сопротивления сечения трубы, м^3 .

Для ведущих труб касательные напряжения определяют в зависимости от формы сечения труб. Для ведущих труб квадратного сечения наибольшие напряжения (в Па) действуют на наружной поверхности трубы в середине квадрата (формула Г. М. Саркисова и Ю. А. Амен-заде).

$$\tau_{\max} = \frac{0,6 M_{\text{кр}}}{\left[1 - 0,7 \left(\frac{r}{a}\right)^4\right] a^3}, \quad (4.30)$$

где r — радиус канала трубы, м; a — половина стороны квадрата, м; $M_{\text{кр}}$ — крутящий момент, $\text{Н} \cdot \text{м}$.

Динамические нагрузки возникают при заклинивании долота и останков конца буровой колонны. Примерное значение динамического напряжения (в $\text{Н}/\text{м}^2$)

$$\tau = 1,2 \cdot 10^7 \omega d, \quad (4.31)$$

где d — диаметр трубы, м; ω — угловая скорость.

Изгиб

Изгибающие напряжения возникают как в вертикальной, так и в наклонно-направленной скважине и связаны с различными причинами, вызывающими ее искривление: вращением колонны, сжатием колонны усилием, превышающим критическое значение; искривлением ствола скважины; искривлением буровой колонны при бурении с плавучих средств, связанным с перемещением судна и влиянием водной среды.

В зависимости от условий работы буровая колонна может вращаться вокруг собственной оси или вокруг оси скважины. Характер вращения определяется затрачиваемой при этом энергией.

А. Изгибающие напряжения в вертикальной скважине рассчитывают из выражений:

переменные напряжения

$$\sigma_a = \pi^2 E I f / 2 L^2 W; \quad (4.32)$$

постоянное напряжение

$$\sigma_m = \pi^2 E I f / L^2 W \quad \text{или} \quad \sigma_m = 2 \sigma_a. \quad (4.33)$$

Стрела прогиба колонны (в м) в скважине $f = (D_{\text{свб}} - D_3) / 2$.
Длина полуволны L определяется по формуле (4.7).

Б. Изгибающие напряжения при вращении колонны на искривленных участках

$$\sigma_a = E I / R W, \quad (4.34)$$

где R — радиус искривления; W — осевой момент сопротивления опасного сечения. Напряжения σ_a являются знакопеременными. Если колонна не вращается, то изгибающие напряжения постоянны и равны:

$$\sigma_n = E I / R W. \quad (4.35)$$

Радиус искривления скважины

$$R = \frac{l}{\sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}}, \quad (4.36)$$

где δ_1, δ_2 — углы наклона в начальной и конечной точках рассматриваемого участка длиной l ; β — разность азимутальных углов в тех же точках.

Напряжение в трубах, подвешенных в клиновом захвате

Осевая нагрузка (вес колонны), при которой напряжения в трубе достигают предела текучести, определяется (в кН) из выражения [14]

$$Q_k = Q_0 c = \frac{\sigma_T F c \cdot 10^3}{1 + \frac{d_{\text{ср}}}{4l \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}}, \quad (4.37)$$

где F — площадь сечения трубы, м²; σ_T — предел текучести материала трубы, МПа; $d_{\text{ср}}$ — средний диаметр трубы, мм; l — длина соприкосновения клина с трубой, мм; c — коэффициент, учитывающий неравномерное распределение удельного давления по окружности трубы:

$$c = \left(\frac{\beta m}{360} \right)^{\sqrt{3m-1}}, \quad (4.38)$$

где β — угол охвата трубы плашками одного клина, градус, m — количество клиньев.

Формула (4.37) применима при $c \geq 0,7$ и

$$\frac{\sqrt[4]{3(1-\mu)^2 l}}{\sqrt{sR}} \geq \frac{3}{2} \pi. \quad (4.39)$$

В табл. 4.1 приведены предельные нагрузки для бурильных колонн, подвешенных в клиновом захвате, полученные для $\alpha = 9^\circ 27' 45''$ (уклон 1:6), $\text{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$ и $c = 1$. В зависимости от типа захвата изменяются величины s и l .

Коэффициенты запаса прочности

Коэффициенты запаса прочности при растяжении $n = \sigma_T / \sigma_p$ приводятся в табл. 4.2

Для колонны, подвешенной в клиновом захвате:

$$n \geq Q_T / Q. \quad (4.40)$$

Для труб с $\sigma_T < 650$ МПа наименьшее значение $n = 1,1$, а для труб с $\sigma_T \geq 650$ МПа $n = 1,15$.

При совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n = \frac{\sigma_T}{\sqrt{(\sigma_p + \sigma_n)^2 + 3\tau^2}}. \quad (4.41)$$

Запас прочности для бурильной колонны, находящейся под действием как переменных, так и постоянных напряжений, определяется из зависимости (формула А. Е. Сарояна)

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_д - \frac{(\sigma_{-1})_д}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_д}{\sigma_B} \sigma_m}, \quad (4.42)$$

где $(\sigma_{-1})_д$ — предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба (табл. 4.3); σ_B — предел прочности; σ_p — напряжение растяже-

Таблица 4.1

Предельные нагрузки (кН)

Длина клина, мм	Группа прочности стали	89			114			127			140					
		7	9	11	7	9	10	11	7	8	9	10	11			
300	Д	590	740	880	730	830	1020	1120	800	910	1020	1120	990	1110	1220	1340
	К	770	970	1160	960	1090	1340	1470	1060	1200	1340	1480	1300	1460	1610	1760
	Е	850	1070	1280	1060	1200	1480	1610	1160	1320	1480	1630	1430	1600	1770	1930
	Л	1000	1260	1510	1250	1420	1750	1910	1370	1560	1740	1920	1690	1890	2090	2290
	М	1160	1460	1740	1440	1640	2020	2200	1580	1800	2010	2220	1950	2180	2410	2640
	Д	610	770	910	770	870	1070	1170	850	960	1070	1180	1050	1170	1290	1410
400	К	800	1010	1200	1010	1140	1410	1530	1110	1260	1410	1560	1380	1540	1700	1860
	Е	880	1110	1320	1110	1260	1550	1690	1220	1390	1550	1710	1510	1690	1870	2040
	Л	1040	1310	1560	1310	1480	1830	1990	1440	1640	1830	2020	1790	2000	2210	2410
	М	1200	1510	1800	1510	1710	2110	2300	1670	1890	2110	2330	2060	2310	2550	2780

Таблица 4.2

Скважина	Бурение забойными двигателями	Вращательное бурение
Вертикальная	1,3/1,35	1,4/1,45
Наклонно-направленная	1,35/1,4	1,45/1,5

Примечание. В числителе даны значения для нормальных условий бурения, знаменателе — для осложненных.

Таблица 4.3

Пределы выносливости бурильных труб (МПа)

Диаметр труб	Трубы по ГОСТ 631—75 с резьбой треугольного профиля			Трубы по ГОСТ 731—75 со стабилизирующим пояском — ТБВК			Трубы с приваренными замками ТБПВ		Трубы из алюминиевых сплавов	
	Д	К (36Г2С)	Е (38ХНМ)	Д	К	Е	Д	К	Д16Т	1953, К-48
50	80	—	—	—	—	—	100	—	—	—
60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
73	75	65	—	140	140	150	—	—	50—56	—
89	75	60	—	—	120	—	—	—	—	—
102	—	—	—	—	110	120	—	—	—	—
114	70	60	80	140	110	120	100	90	43—52	—
127	—	—	—	—	100	110	100	90	—	—
140	70	60	80	—	100	110	100	90	—	—
147	—	—	—	—	—	—	—	—	36—46	40

Примечания: 1. Пределы выносливости даны на основании усредненных данных испытаний, проведенных в АзНИПнефти, ВНИИБТ, ВНИИТнефти и ФМИ АН УССР. 2. Предел выносливости для трубы диаметром 50 мм по ГОСТ 7909—56 приведен по данным СКБ ВПО «Союзгеотехника».

ния; σ_a — амплитуда переменных напряжений изгиба; σ_m — постоянное напряжение изгиба.

Запас прочности в нейтральном сечении вертикальной колонны (верхний конец сжатого участка УБТ) при $\sigma_p = 0$

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_d}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_d}{\sigma_B} \sigma_m} \quad (4.43)$$

Значения σ_a и σ_m определяют из (4.32) и (4.33). На искривленных участках наклонно-направленных и вертикальных скважин при $\sigma_m = 0$

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_d - \frac{(\sigma_{-1})_d}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a} \quad (4.44)$$

Значение σ_a определяют из (4.34). У нижнего конца бурильной колонны над УБТ $\sigma_p = 0$, тогда

$$n = (\sigma_{-1})_d / \sigma_a \quad (4.45)$$

Коэффициент запаса прочности по формулам (4.42)—(4.45) должен быть $n \geq 1,5$.

Величины $(\sigma_{-1})_d$ для труб, приведенные в табл. 4.3, получены при натуральных испытаниях.

Методика расчета колонн

Методика расчета утяжеленных труб

Диаметр УБТ определяют из условия обеспечения наибольшей жесткости труб при изгибе с учетом конструкции скважин и условий бурения. Длину УБТ определяют в зависимости от нагрузки на долото.

В табл. 4.4 приводятся рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ согласно РД 39-2-411—80.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть больше жесткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение. В табл. 4.5 приводятся соотношения диаметров обсадных труб и наименьших диаметров УБТ, удовлетворяющих указанному условию.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть $\geq 0,7$. Если это отношение $< 0,7$, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр первой ступени должен соответствовать табл. 4.5, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть $\geq 0,8$.

Таблица 4.4

Соотношения диаметров долот и УБТ

Диаметр, мм			
долота	УБТ	долота	УБТ
139,7—146	114 108	269,9	229 203
149,2—161	121—139 114—121	295,3	245 219
165,1— 171,4	133—146 121—133	320	245 229
187,3—200	159 146	349,2	254 229
212,7— 228,6	178 159	$\geq 374,6$	273 254
244,5— 250,8	203 178		

Примечания: 1. В верхней строке приведено значение диаметра УБТ для нормальных условий бурения, в нижней — для осложненных.

2. В осложненных условиях при бурении долотами диаметром свыше 250,8 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств.

3. При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра двигателя.

Таблица 4.5

Диаметры обсадных труб и УБТ

Диаметр, мм			
обсадной трубы	УБТ	обсадной трубы	УБТ
114	108	245	203
127	121	273	203
140—146	146	299	229
168	159	324—339	229
178—194	178	351	229
219	178	377	254

Длина комплекта УБТ, состоящего из труб одного диаметра:

$$l_0 = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{g q_0}, \quad (4.46)$$

где Q — нагрузка на долото, Н; q_0 — масса 1 м УБТ в растворе, кг/м.

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров, должен быть $q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + l_n q_n = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{g}$. Если $Q > P_{кр}$ (4.1), на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения (см. гл. 2).

Резьбовые соединения УБТ должны быть свинчены с моментами, приведенными в гл. 5. Наиболее опасные напряжения для УБТ — знакопеременные изгибающие напряжения, определяемые по формулам (4.32) и (4.34), или, выразив $R = 573/\alpha_0$, где α_0 — интенсивность искривления на 10 м, получим условие прочности для УБТ

$$\frac{\pi^2 E I f}{2 L^2 W} \leq \frac{(\sigma_{-1})_д}{1,5} \quad \text{и} \quad \frac{E I \alpha_0}{573 W} \leq \frac{(\sigma_{-1})_д}{1,5}. \quad (4.47)$$

Так как $W(\sigma_{-1})_д$ представляет собой предельный изгибающий момент при натуральных испытаниях, то условия прочности могут быть записаны в виде

$$\frac{\pi^2 E I f}{2 L^2} \leq \frac{M_{пред}}{1,5} \quad (4.48)$$

и

$$\frac{E I \alpha_0}{573} \leq \frac{M_{пред}}{1,5}. \quad (4.49)$$

Испытания по определению $M_{пред}$ проведены во ВНИИБТ.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках или с большой частотой вращения. Из (4.48) и (4.49) при известном $M_{пред}$ определяются $(\alpha_0)_{max}$, f_{max} и L_{min} .

Методика расчета бурильных труб

Расчет при бурении забойными двигателями

В процессе расчета определяются либо напряжения в трубах, либо длины секций по допускаемым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допускаемая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15 g (Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - \rho_{п} F_{п}}{1,15 q_1 g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}; \quad (4.50)$$

$$Q_p^{(1)} = \frac{\sigma_T F_1}{n} = \frac{Q_1}{n},$$

где $Q_p^{(1)}$ — допускаемая растягивающая нагрузка на трубы, Н; p_n — перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; Q_1 — предельная нагрузка на трубу, Н; F_1 — площадь поперечного сечения трубы, м²; $Q_T + G$ — масса УБТ и забойного двигателя, кг.

Общая длина колонны $l = l_0 + l_1$ (l_0 — длина УБТ и забойного двигателя).

Для одноразмерной многосекционной колонны, составленной из труб разных толщин и групп прочности, длина первой (нижней) секции (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15 g (Q_T + G) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - p_n F_n}{1,15 q_1 g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}. \quad (4.51)$$

Длина второй секции (в м)

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15 q_2 g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}. \quad (4.52)$$

Длина n -й секции (в м)

$$l_n = \frac{Q_p^{(n)} - Q_p^{(n-1)}}{1,15 q_n g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}, \quad (4.53)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n — масса 1 м труб каждой секции, кг/м; $Q_p^1, Q_p^2, \dots, Q_p^n$ — допускаемые растягивающие нагрузки для труб каждой секции, Н/м.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большого диаметра. Длины секций I (нижней) ступени двухразмерной колонны определяют по формулам (4.51) — (4.53).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$l_{m+1} = \frac{Q_p^{(m+1)} - Q_p^{(m)} - p_n F_n'}{1,15 q_{m+1} g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}; \quad (4.54)$$

$$l_{m+2} = \frac{Q_p^{(m+2)} - Q_p^{(m+1)}}{1,15 q_{m+2} g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)} \text{ и т. д.}, \quad (4.55)$$

где m — число секций нижней ступени; Q_p^m — допускаемая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н; Q_p^{m+1}, Q_p^{m+2} — допускаемые нагрузки для труб первой и второй секций II ступени, Н; F_n' — разность площадей проходных сечений труб нижних секций II и I ступеней колонны, м²; q_{m+1}, q_{m+2} — масса 1 м труб первой и второй секций II ступени, кг/м.

Напряжения в бурильной колонне для вертикальной скважины рассчитывают по формулам (4.16), (4.25), (4.32), (4.33).

Для колонны в наклонно-направленной скважине напряжение в каждой секции определяют по двум расчетным схемам.

1. Секция находится под действием как веса расположенной ниже части колонны, так и сил сопротивления ее движению на искривленных и наклонных участках.

2. Секция находится только под действием веса расположенной ниже части колонны (предполагается, что скважина вертикальная).

Расчет при бурении роторным способом

Расчет производят на статическую прочность и выносливость.

Для вертикальных скважин на выносливость рассчитывают нижние секции колонны, расположенные над УБТ на длине ~ 200 м.

Переменные и постоянные напряжения изгиба определяют по формулам (4.32), (4.33) для сечения $z=0$, а коэффициент запаса прочности — по формуле (4.43).

Для наклонно-направленных скважин расчет на выносливость проводят для всех труб, расположенных ниже начала искривления. Для нижней секции ($z=0$) напряжения определяют по формулам (4.32) — (4.34), а коэффициент запаса — по формулам (4.43) и (4.44). Для остальных секций напряжения определяют по (4.20) при $\mu=0$ и (4.34), а коэффициент запаса — по (4.44).

В местах искривления ствола скважины фактический коэффициент запаса определяют по формуле (4.48), переменные напряжения — по формуле (4.34), а постоянные σ_p — по (4.16) и (4.20).

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие нормальных и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Подобранные трубы нижней секции рассчитывают на наружное давление (не менее 25 МПа). Длины (в м) одноразмерной многосекционной колонны из условия статической прочности

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15 Q_T \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - \rho_n F_n}{1,15 q_1 g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)}; \quad (4.56)$$

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15 q_2 g \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)} \text{ и т. д.}; \quad (4.57)$$

$$Q_p^{(1)} = Q_1/1,04 n; \quad Q_p^{(2)} = Q_2/1,04 n \text{ и т. д.,}$$

где Q_1, Q_2 — предельные нагрузки для труб, Н.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большого диаметра. Длины секций первой (нижней)

ступени определяют по формулам (4.56), (4.57), длины секций второй ступени — по формулам (4.54), (4.55), при этом

$$Q_p^{(m)} = Q_m/1,04 n, \quad Q_p^{(m+1)} = Q_{m+1}/1,04 n,$$

$$Q_p^{(m+2)} = Q_{m+2}/1,04 n.$$

При использовании клиновых захватов для спуско-подъемных операций прочность верхней трубы секции проверяют согласно выражению

$$\frac{10^3 Q_0 c}{(Q_6 + Q_r) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) g} \leq n, \quad (4.58)$$

где Q_0 — предельная нагрузка, приведенная в табл. 4.1.

Резьбовые замковые соединения должны быть закреплены с моментами, величины которых приведены в гл. 5.

Особенности расчета бурильных колонн при бурении с плавучих средств

Бурение скважины с плавучих средств связано с перемещением судна под влиянием ветра, течений и других факторов. В общем случае судно может получить линейное и угловое перемещение относительно оси скважины. Судно может перемещаться в направлении как горизонтальной, так и вертикальной оси; поворот судна совершается вокруг тех же осей. Смещение судна относительно оси скважины, поворот судна, а также непосредственно влияние волн и течений на бурильную колонну приводят к возникновению в трубах, находящихся в воде, изгибающих моментов [14].

Общая величина изгибающего момента

$$M = M_1 + M_2 + M_3, \quad (4.59)$$

где M_1 — момент от смещения судна (в горизонтальном направлении); M_2 — момент от качки (поворота) судна; M_3 — момент от поперечных сил волнового напора и течений.

На рис. 4.3. схематично показано положение судна и бурильной колонны до и после приложения указанных нагрузок. Наиболее нагружены концевые участки колонны, расположенные у устья и дна моря.

Общее напряжение в трубах с учетом изгибающих моментов определяют из выражения

$$\sigma = \frac{Q}{F} + \frac{M}{W}. \quad (4.60)$$

При небольшой глубине акватория l и большой глубине скважины L ($l < L/20$) влиянием распределенной нагрузки веса колонны на длине l можно пренебречь. Изгибающий момент (в Н·м) при $l\sqrt{P/EI} > 40$ будет:

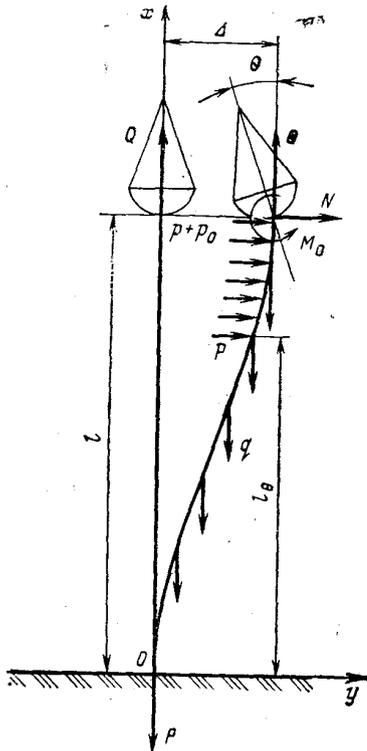


Рис. 4.3. Усилия, действующие на бурильную колонну при бурении с плавучих средств

у устья

$$M = k \sqrt{EI} P \left(\frac{\Delta}{l} + \theta + \frac{Pl}{2p} \right); \quad (4.61)$$

у дна

$$M = \sqrt{EI} P \left(\frac{\Delta}{l} + \frac{k\theta}{l} \times \right. \\ \left. \times \sqrt{\frac{EI}{P} + \frac{Pl}{2p}} \right), \quad (4.62)$$

где P — вес колонны, H ($P = Q - 0,5 Q_a$); l — глубина воды, м; Δ — смещение судна от оси скважины, м; θ — угол поворота судна, рад; p — давление волн и течения на колонну, Па; Q_a — вес труб от устья скважины до дна акватория, Н; k — коэффициент, зависящий от характера закрепления колонны у устья ($0,75 < k < 1$).

Для общего случая нагружения расчет колонны приведен в [14].

Пример расчета. Рассчитать бурильную колонну для вертикальной скважины и следующих условий:

- 1) интервал бурения 0—2000 м;
- 2) бурят под обсадную колонну диаметром 299 мм;
- 3) частота вращения колонны $n = 140$ об/мин;
- 4) диаметр долота $D = 393,7$ мм;
- 5) перепад давления на долоте $P_n = 5,0$ МПа;

6) осевая нагрузка на долото $Q = 125$ кН;

7) удельный вес бурового раствора $\gamma_{ж} = 1,4 \cdot 10^4$ Н/м³;

8) бурят в осложненных условиях.

Расчет УБГ. Найдим диаметр и длину УБГ. Диаметр определяется конструкцией скважины и необходимой жесткостью труб при изгибе.

Из табл. 4.4 следует, что рекомендуемый диаметр УБТ 254 мм. Так как отношение диаметров труб и УБТ меньше 0,7, то УБТ составим из нескольких диаметров: 254, 203 и 178 мм.

Общая масса УБТ должна составить

$$Q_T = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{g} = (1,2 - 1,25) \frac{125 \cdot 10^3}{9,8} = (15 - 15,6) 10^3 \text{ кг.}$$

Длины трех размеров УБТ принимаем равными соответственно: $l_1 = 36$ м, $l_2 = 18$ м, $l_3 = 9$ м, тогда общая масса составит

$$Q_T = 36 \cdot 296 + 18 \cdot 192 + 9 \cdot 156 = 15,3 \cdot 10^3 \text{ кг,}$$

что находится в пределах требуемой величины.

Расчет бурильных труб. Для нижней секции выбираем трубы с высаженными внутрь концами по ГОСТ 631—75 размером 140×10 группы прочности Е.

Напряжения изгиба определим по формулам (4.32), (4.33) для сечения $z=0$.
Тогда

$$f = \frac{1,1 \cdot 39,37 - 17,8}{2} = 12,8 \text{ см};$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 140}{30} = 14,66 \text{ с}^{-1}.$$

Длина полуволны из (4.7) при $z=0$

$$L = \frac{10}{14,66} \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 862 \cdot 10^{-8} \cdot 14,66^2}{10^2 \cdot 36,8}} = 12,3 \text{ м}.$$

Длину L принимаем равной 12 м, тогда

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 862 \cdot 0,128 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 12^2 \cdot 193 \cdot 10^{-6}} = 410 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 41 \text{ МПа};$$

$$\sigma_m = 82,0 \text{ МПа}.$$

По табл. 4.3 $(\sigma_{-1})_d = 80 \text{ МПа}$, $\sigma_z = 732 \text{ МПа}$, тогда

$$n = \frac{80}{41 + \frac{80}{732} \cdot 82} = 1,6, \text{ что допустимо.}$$

Учитывая условия работы, более целесообразно в нижней части установить трубы типа ТБВК со стабилизирующими поясками с $(\sigma_{-1})_d = 100 \text{ МПа}$ (см. табл. 4.3).

Определим длину секции из расчета на статическую прочность по формуле (4.60) для одноразмерной колонны, состоящей из труб 140×10 группы прочности К:

$$l_1 = \frac{\frac{200 \cdot 10^4}{1,04 \cdot 1,45} - 1,15 \cdot 9,8 \cdot 15,3 \cdot 10^3 \left(1 - \frac{1,4}{7,8}\right) - 5 \cdot 10^6 \cdot 112,5 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 9,8 \cdot 36,8 \cdot \left(1 - \frac{1,4}{7,8}\right)} =$$

$$= 3200 \text{ м},$$

что выше требуемого значения длины бурильных труб

$$l_6 = l - l_0 = 2000 - 63 = 1937 \text{ м}.$$

ГЛАВА 5

ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Сборка и комплектование бурильных труб

Все бурильные трубы сборной конструкции и их соединительные элементы (замки и соединительные муфты), признанные годными после внешнего осмотра, инструментального обмера основных размеров и контрольной проверки качества нарезки резьб гладкими и резьбовыми калибрами, подлежат свинчиванию с замками.

Сборка труб с высаженными внутрь и наружу концами типов 1 и 2 по ГОСТ 631—75 производится в горячем состоянии в соответст-

вии с действующей Инструкцией [3], а трубу с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (типы 3 и 4 по ГОСТ 631—75) — по специальной Инструкции ВНИИБТ — РД 39-2-286—79 [8].

Для лучшего сопряжения соединяемых деталей (типы 1 и 2 по ГОСТ 631—75) необходимо производить селективный подбор замковых деталей (или соединительных муфт) к трубам по фактическим натягам резьб.

На конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах плюсового допуска (2,4—4,8 мм), подбирают для навинчивания замковую деталь с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового допуска (8—5,6 мм), и, наоборот, на конец трубы с резьбой, имеющей натяг в пределах минусового допуска (2,4—0 мм), навинчивают замковую деталь с повышенным натягом в пределах 8—10,4 мм. На конец трубы с резьбой, имеющей номинальный натяг 2,4 мм, навинчивают замковую деталь с номинальным натягом резьбы. Следовательно, суммарные натяги при сборке труб типов 1 и 2 (ГОСТ 631—75) с замками (ГОСТ 5286—75) должны составлять 10,4 мм.

При подборе замков к трубам желательнее также обратить внимание на отклонения по конусности их резьб. При этом труба и замок должны иметь однозначные отклонения со стороны большего диаметра конусов резьбы или, наоборот, только со стороны меньшего диаметра конусов.

Концы подобранных деталей (трубы и замка) должны быть маркированы одним и тем же знаком.

Прочность и плотность соединения достигаются навинчиванием вручную на трубу предварительно нагретой замковой детали. Благодаря тепловому расширению нагретая деталь замка может быть навинчена вручную и доведена до заранее установленных отметок. При сжатии трубы охлажденным замком создается возможность без больших усилий при креплении создать напряженное состояние в сопрягаемых деталях. В этом случае заедания резьбы не происходит. Крепление замков в горячем состоянии — наиболее совершенный метод сборки — получило широкое применение в нефтепромысловой практике.

Контроль процесса свинчивания допускается производить по метке, нанесенной на трубу с помощью керна. На определенном расстоянии от торца подготовляемого конца трубы в сторону ее тела набивают метку, служащую в дальнейшем ориентиром для осевого перемещения нагретой детали замка.

Замковые детали рекомендуется нагревать с помощью специальных установок индукционного нагрева замков УИНЗ-1, разработанных в АзНИПИнефти (см. гл. 24). Температуру в процессе нагрева замков контролируют путем непосредственного измерения соответствующим прибором — термоэлектрическим пирометром, отсчета времени нагрева при постоянном режиме работы печи, при помощи реле времени или другими способами, обеспечивающими необходимую точность замера.

С целью повышения герметичности резьбу труб перед навинчиванием нагретых замковых деталей смазывают.

Перед свинчиванием извлеченной из печи нагретой детали замка резьбу ниппеля или муфты очищают от окалины. Для этого замковую деталь устанавливают вертикально трубным концом вниз, а затем постукивают молотком по наружной поверхности.

Нагретую деталь замка навинчивают на трубу по возможности быстро, усилием одного оператора, до полной остановки ее. При навинчивании допускается легкое постукивание молотком по замку. Соединение считается правильно закрепленным, если торец детали замка совпадает с предварительно поставленной меткой-ориентиром или перекрывает ее. В тех случаях, когда торец детали замка не дойдет до метки, соединение бракуется. Дополнительное докрепление резьбового соединения после охлаждения детали замка не допускается (процесс навинчивания приводится в гл. 24).

Для обеспечения высокого качества крепления резьбового соединения рекомендуется процесс нагрева и навинчивания замков на трубы производить в закрытом помещении.

При проведении работ по горячему креплению замков необходимо обеспечить условия техники безопасности, промышленной санитарии и электробезопасности.

При качественной сборке бурильных труб с замками проверка герметичности опрессовкой не обязательна.

Прочности и плотности соединения можно достичь и навинчиванием детали замка на бурильную трубу вручную с последующим принудительным докреплением резьбового соединения машинными ключами с обеспечением необходимого крутящего момента. В этом случае прочность и плотность соединения достигаются за счет деформации сопрягаемых поверхностей, получающейся вследствие осевого перемещения одной детали по отношению к другой и приводящей, как правило, к заеданию и порче резьбы. В настоящее время этот способ почти полностью заменен описанным выше более совершенным способом крепления замков в горячем состоянии.

Все бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, готовятся к эксплуатации и на основании заказа-заявки буровых предприятий, согласованной с производственным объединением, собираются в комплекты, которые в последующем в значительной степени упрощают их учет и обработку.

В комплект включаются бурильные или утяжеленные бурильные трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Запрещается разобщать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта, или трубами с более высокими механическими показателями. Новые бурильные трубы можно вводить в комплект на протяжении только данного календарного года; после окончания года пополнение комплекта новыми трубами следует прекратить.

Состав комплекта по количеству бурильных труб и длине не

ограничивается, а устанавливается буровым предприятием, как правило, исходя из проектных глубин скважин, прочностных характеристик труб и удобства их учета.

Каждому комплекту бурильных труб присваивается свой порядковый номер, а всем трубам, вошедшим в комплект, свои порядковые номера внутри комплекта. Все трубы маркируются. Трубы комплекта маркируют стальными клеймами с высотой цифр и букв не более 20 мм с закругленными контурами. Глубина маркировки на теле трубы не должна превышать 1 мм.

Маркировку наносят на ниппельном конце труб: сборной конструкции — на высаженной части на расстоянии 20—25 мм от ниппеля; труб с приваренными замками — на хвостовике ниппеля на расстоянии 20—25 мм от конической части; утяжеленных труб — на теле на расстоянии 300—500 мм от упорного уступа; ведущих — на цилиндрической поверхности.

Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки труб, последнюю цифру года ввода трубы в эксплуатацию и порядковый номер трубы в комплекте.

Пример маркировки бурильной трубы: 20 Е10 2 41. Здесь 20 — порядковый номер комплекта; Е — группа прочности; 10 — толщина стенки; 2 — последняя цифра года ввода в эксплуатацию и 41 — порядковый номер трубы в комплекте.

Составление комплекта оформляется специальным актом и к этому акту прилагается опись труб комплекта. На каждый комплект в двух экземплярах составляется отдельный паспорт-журнал. Один экземпляр паспорт-журнала хранится в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него передается буровому мастеру, эксплуатирующему данный комплект труб. Получение буровым мастером документации на комплект подтверждается распиской по специальной форме.

Подготовленные и оформленные комплекты бурильных труб передаются буровым или нефтегазодобывающим предприятиям в соответствии с действующим руководящим документом.

Передача комплекта труб предприятиям и приемка их обратно в ремонт оформляются соответствующими актами.

Формы упомянутых выше «Заказ-заявки», «Акта на составление комплекта», «Описи труб комплекта», «Паспорт-журнала», «Выписки из паспорт-журнала», «Расписки в получении паспорт-журнала» и «Актов на передачу комплекта» приведены в руководящем документе РД 39-1-456—80 [2].

Все бурильные трубы и замки к ним, утяжеленные бурильные трубы и ведущие трубы, прошедшие контрольную проверку и признанные годными для эксплуатации, включают в действующий парк бурильных труб трубного подразделения — трубной базы нефтепредприятия. Парк бурильных труб состоит из труб для выполнения основных работ (оборотных) и из труб ремонтного резерва для выполнения вспомогательных работ (необоротных). К трубам для выполнения основных работ относятся бурильные, утяжеленные и ведущие трубы. В состав ремонтного резерва включаются трубы

промывочные, для разбуривания цементных пробок, ловильные, а также трубы для спуска обсадных колонн секциями и потайных колонн.

Для обеспечения нормальных условий проводки скважины до ввода ее в бурение для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую группу все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие успешную безаварийную ее проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ для каждой скважины закрепляют за ней на все время от начала бурения и до сдачи скважины в эксплуатацию. Набор бурильных труб для данной скважины полностью подается на буровую до начала ввода ее в работу или трубы из этого набора подаются комплектами для бурения каждого последующего интервала. Наборы ремонтного резерва подаются на буровые по мере надобности.

Для определения состава индивидуального набора, расчета количественного и качественного состава парка бурильных труб для основных и вспомогательных работ, а также для расчета потребности в бурильных трубах на замену изношенных и для пополнения парка труб следует пользоваться руководящим документом РД 39-2-448—80 [4].

Учет работы, начисление износа и списание бурильных труб

Комплектование бурильных, утяжеленных бурильных и ведущих труб по типоразмерам с оформлением на них отдельных паспорт-журналов и эксплуатация их при проводке определенных конкретных скважин позволяют вести точный учет работы, а также подытожить после списания всех труб величину полной отработки каждого комплекта.

В процессе эксплуатации комплекта бурильных труб буровым мастером в паспорт-журнале регулярно отмечаются подробные сведения о работе комплекта труб.

Сведения об авариях с комплектом труб (в соответствии с актами об авариях) вносятся в специальную форму совместно представителями бурового предприятия и трубного подразделения. Отметки о видах профилактических работ и ремонтах комплекта труб в трубном подразделении также вносит в специальные формы представитель трубного подразделения.

Формы для учета работы, аварий, профилактики и ремонта комплекта бурильных труб, предусмотренные паспорт-журналом комплекта, приведены в руководящем документе [2]. Там же приведены и формы паспорта и соответствующие формы учета работы, профилактики и ремонта ведущей трубы.

Для своевременного и качественного обеспечения буровых предприятий трубами необходимых типоразмеров, а также с целью планирования работы трубного подразделения в последнем ведется учет: получения, наличия и расхода бурильных труб и замков; дви-

жения комплектов бурильных труб; видов и объемов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами.

С целью ежемесячного бухгалтерского учета затрат от проката бурильных труб по статье «Расходы по эксплуатации инструмента при проводке скважин» начисляется условный износ в рублях на бурильные, утяжеленные бурильные, ведущие трубы и замки в зависимости от объема проходки в метрах. Сумма условного износа, подлежащего начислению на все трубы данного комплекта, рассчитывается с учетом коэффициента увеличения износа труб по мере роста глубин скважин, определенного для каждого интервала глубины через 500 м, и прочих факторов проводки скважины. Значения этого коэффициента, нормы и расценки условного износа приведены в Прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР) и в Справочнике укрупненных сметных норм (ЭСН).

При достижении суммы начисленного на комплект условного износа в рублях 70% от первоначальной стоимости труб и 90% от стоимости замков, навинченных на трубы или приваренных к ним, начисление условного износа прекращается, а комплект труб продолжает эксплуатироваться без начисления износа до полной отбраковки труб.

Бурильные трубы списывают по фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений.

Таблица 5.1

Классификация бурильных труб

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
Равномерный износ трубы по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	80	65
Эксцентричный износ по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %, не менее	65	55
Вмятины, % от наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % от наружного диаметра, не более	3	5
Шейка, % от наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, %, не более	3	5
Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, %, не более	3	5
Продольные надрезы, зарубки: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	65
Поперечные надрезы: оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80
длина надреза, % от длины окружности трубы, не более	10	10
Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной, не менее	80	65

В зависимости от фактического износа в процессе эксплуатации и изменения геометрических размеров трубы переводятся во II и III классы.

В табл. 5.1 приводятся степень износа и величины дефектов, при достижении которых трубы переводят в следующий класс. На основании данных табл. 5.1 составлены прочностные характеристики труб II и III классов (приложение 10).

Степень износа замковой резьбы определяется либо по уменьшению расстояния между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты, либо по уменьшению числа оборотов, необходимого для полного свинчивания бурильного замка.

Для резьбы с шагом 6,35 мм ($4n \times 1''$) и конусностью 1/6 предельным является расстояние между уступом и торцом замковых деталей, равное 25 мм, для резьбы с шагом 5,08 ($5n \times 1''$) и конусностью 1/4 — 14,5 мм.

Предельные величины износа бурильных замков по наружной поверхности даются в табл. 5.2. Первый класс соответствует номинальному диаметру замка, второй и третий определяются величиной износа. При значениях диаметра менее указанных для III класса замки отбраковываются.

Списание бурильных труб оформляется соответствующим актом, составленным сотрудниками бурового предприятия с участием представителя трубного подразделения и утвержденным руководством бурового предприятия [3].

Таблица 5.2

Износ бурильных замков

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	при равномерном износе по классам		при неравномерном износе по классам	
	II	III	II	III
ЗН-80	77,6	75	78,8	77,0
ЗН-95	92,0	89	93,5	92,0
ЗН-108	104,7	102	106,4	105,0
ЗН-140	135,8	133	137,9	136,5
ЗН-172	166,8	164	169,4	168,0
ЗН-197	191,0	188	194,0	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	104,7	100	106,4	104,0
ЗШ-118, ЗШК-118, ЗУК-120	114,5	109	111,3	113,5
ЗШ-133, ЗУК-133	129,0	125	131,0	129,0
ЗШ-146, ЗУК-146	141,6	136	143,8	141,0
ЗШ-178, ЗУК-178	172,6	167	175,3	172,5
ЗШ-203	197,0	191	200,0	197
ЗУ-155, ЗУК-155	150,3	148	152,6	151,5
ЗУ-185	179,4	177	182,2	181,0

Дефектоскопия бурильных труб

При бурении нефтяных и газовых скважин могут происходить аварии, связанные с поломкой элементов бурильной колонны. Наиболее слабое место в бурильной колонне — резьбовые и сварные соединения бурильных труб с замками, по которым чаще всего происходят поломки. Установлено, что разрушения труб носят усталостный характер и являются следствием возникновения и развития трещин на этих участках при воздействии на бурильную колонну знакопеременных нагрузок.

Для выявления в теле труб и в их соединениях дефектов типа несплошностей при их изготовлении, а также и при эксплуатации широко внедряются методы дефектоскопического контроля качества труб, позволяющие обнаруживать и определять местоположение таких дефектов, как закалочные трещины, раковины, закаты, пленки, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым можно отнести и усталостные трещины.

Методы дефектоскопии позволяют осуществлять проверку новых труб на участке отделки на трубопрокатных заводах, при профилактическом контроле бывших в эксплуатации бурильных труб на проверочном участке трубно-инструментальных баз, а также непосредственно над устьем скважины при подъеме или спуске бурильной колонны.

Для осуществления дефектоскопического контроля труб в нефтяной промышленности разработаны руководящие документы, содержащие методики контроля участков трубной резьбы, сварного шва и тела труб.

Инструкция «Неразрушающий контроль бурильных труб» предназначена для работников служб дефектоскопии буровых предприятий нефтяной промышленности Советского Союза и содержит методики контроля участков трубной резьбы, сварного шва и тела бурильных труб. Приведенные в ней методики контроля основаны на ультразвуковом эхоимпульсном методе, при котором акустический контакт создается щелевым способом, а в качестве контактной жидкости обычно используется вода. Включение и подготовка дефектоскопа к работе производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации самого дефектоскопа и установки, в которую он входит.

Для работников лаборатории неразрушающего контроля производственных нефтегазодобывающих объединений предназначена Методика ультразвуковой дефектоскопии зоны сварного шва бурильных труб типа ТБПВ и классификация труб по результатам контроля (РД 39-2-381—80). В ней приведены приемы и последовательность дефектоскопии зоны сварного шва труб типа ТБПВ с не полностью удаленным гратом и выявления усталостных трещин, развивающихся в галтели опорного уступа муфты, а также критерии классификации и отбраковки труб по результатам контроля сварного шва.

Бурильные трубы с высаженными концами и коническими ста-

билизирующими поясками типов 3 и 4 (ГОСТ 631—75) в процессе эксплуатации разрушаются в основном по гладкой части — преимущественно в переходной зоне или в теле трубы. Поэтому их резьбовые соединения обычно не подвергаются дефектоскопическому контролю. Однако иногда из-за нарушения технологии при сборке труб с замками диаметральный натяг соединения не выдерживается. Для устранения подобных случаев рекомендована методика дефектоскопического контроля качества сборки бурильных труб с коническими стабилизирующими поясками. Данная методика предусматривает косвенное определение с помощью дефектоскопической аппаратуры фактического диаметрального натяга собранных с замками труб, что позволяет оценить их работоспособность.

Для проверки качества бурильных труб в промысловых условиях применяется ряд конструкций дефектоскопической аппаратуры и установок, краткие характеристики которых приводятся ниже.

Передвижная комплексная дефектоскопическая установка типа ПКДУ-1

Установка ПКДУ-1 предназначена для проведения на буровой дефектоскопического контроля резьбовых участков стальных бурильных труб диаметрами 60—140 мм, алюминиевых бурильных труб 73—147 мм, утяжеленных бурильных труб 108—203 мм и ведущих бурильных труб со стороной квадрата 114—140 мм. Кроме того, установка позволяет измерять толщину стенок алюминиевых и стальных бурильных труб диаметром 60 мм и более, а также сортировать стальные бурильные трубы электромагнитным методом по группам прочности Д, К и Е.

Пульт контроля, приборы и оборудование установки смонтированы в кузове типа СГК-3, установленном на шасси автомобиля ГАЗ-66.

Бурильные трубы на буровой контролируют с помощью выносных датчиков, соединенных с пультом контроля кабелями длиной 60 м. Установку обслуживают два оператора-дефектоскописта и водитель машины.

Техническая характеристика установки

Потребляемая мощность, кВт	2
Напряжение питания, В	220
Частота, Гц	50
Расход контактной жидкости, л/ч	100
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	—30 — +35
относительная влажность воздуха при температуре 20°С, %	≤80

Режим эксплуатации — трехсменный, профилактические перемены — не более 30 мин.

Установка ПКДУ-1 разработана Ивано-Франковским отделом ВНИИГнефти, а изготавливается опытным заводом «Нефтеавтоматика» (г. Бугульма, ТАССР).

Установка для автоматизированной дефектоскопии нарезных труб нефтяного сортамента ДИНА-1

Установка ДИНА-1 предназначена для неразрушающего контроля тела стальных, преимущественно насосно-компрессорных труб магнитоиндукционным методом. Установка включает автоматизированную двухрядную линию контроля и оснащена устройствами для подачи труб в зону контроля, вывода их из этой зоны, а также перемещения труб с линии контроля на стеллаж.

ДИНА-1 обладает повышенной монтажеспособностью и легко может быть смонтирована в цехах трубных подразделений, осуществляющих подготовку и ремонт труб для бурения скважин.

Пульт управления установкой составлен из унифицированных блоков.

Установка оснащена толщиномером с бесконтактным вводом ультразвука БУИТ-1, устройствами «Гном-60-185» в комплекте с дефектоскопами УД-10УА, предназначенными для дефектоскопии концов труб, в том числе резьб. С помощью этой установки можно контролировать насосно-компрессорные трубы с гладкими и с высаженными концами, бурильные трубы сборной конструкции и с приваренными замками и обсадные трубы в сборе с муфтами. При этом выявляются объемные дефекты (неметаллические включения, плены, закаты, точечная коррозия и т. д.), а также поперечно ориентированные по оси трубы дефекты (усталостные трещины, риски и т. д.).

Техническая характеристика установки

Диаметр контролируемых труб, мм	60—127
Потребляемая мощность, В·А	3600
Напряжение, В	380—220
Частота, Гц	50
Расход воздуха, м ³ /с	14·10 ⁻²
Габариты, мм:	
электронного пульта управления	900×660×880
электротехнической части	25210×1280×1200
Масса установки, кг	800

Процесс контроля записывается на ленте самопишущего прибора, при обнаружении дефекта срабатывает световая сигнализация.

Установку обслуживают два дефектоскописта.

Установка Дина-1 разработана ВНИИТнефтью, серийное производство ее освоено заводом «Нефтеавтоматика» (г. Бугульма, ТАССР).

Передвижная комплексная дефектоскопическая лаборатория ПКДЛ-2

Лаборатория предназначена для проведения неразрушающего контроля на буровых в районах с умеренным климатом высаженных и резьбовых участков стальных бурильных труб диаметром 73—168 мм, алюминиевых бурильных труб 73—170 мм, геологоразведочных бурильных труб 50 мм и насосно-компрессорных труб 48, 89, 102 и 114 мм.

С помощью установки ПКДЛ-2 может быть произведена дефектоскопия труб типа ТБПВ диаметром 114—168 мм, nipple-части УБТ и переводников и других элементов бурового оборудования. Кроме того, с помощью этой установки можно измерять толщину стенки бурильной трубы.

Лаборатория смонтирована в автомобиле УАЗ-452 с утепленным кузовом.

Бурильные трубы на буровой проверяют с помощью выносных датчиков, соединенных с лабораторией кабелями длиной 70 м. Установку обслуживают два оператора-дефектоскописта и один инженер или техник — руководитель работ. Температура воздуха при эксплуатации изменяется от -40 до $+45$ °С.

Режим эксплуатации лаборатории — трехсменный, а профилактические перерывы — не более 30 мин.

Лаборатория ПКДЛ-2 разработана Полтавским отделением УкрНИГРИ Министерства геологии УССР, а изготавливается Феодосийским РМЗ НПО «Геотехника».

Установка «Зонд-1»

Установка предназначена для проведения на буровой в процессе спуско-подъемных операций неразрушающего контроля высаженных и резьбовых участков стальных бурильных труб диаметром 73—140 мм, алюминиевых бурильных труб 73—147 мм, УБТ 108—229 мм и ведущих бурильных труб со стороной квадрата 112—140 мм. Кроме того, с помощью этой установки измеряют толщину стенок стальных и алюминиевых труб.

В состав установки входят ультразвуковой дефектоскоп ДУК-66П и ультразвуковой толщиномер с цифровым индикатором.

Установка выполнена в переносном варианте и предназначена для эксплуатации в труднодоступных нефтяных районах.

Трубы в буровой контролируют с помощью выносных датчиков, соединенных с пультом кабелями длиной 120 м.

В зависимости от условий питание может осуществляться от различных источников.

Техническая характеристика установки

Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В	220
частота, Гц	50
Питание от аккумулятора КНГК-11Д:	
напряжение, В	9
Питание от дизельного электрогенератора буровой:	
допустимые пределы колебания напряжений, В	140—250
потребляемая мощность, В·А	≤150
расход воды, л/ч	≤200
Габариты, мм:	
в собранном для транспортировки виде	600×600×260
в развернутом виде	1200×1100×600
Масса, кг	100

Установка разработана и изготавливается Ивано-Франковским отделом ВНИИТнефти.

Стационарная комплексная установка типа БУР-1М, БУР-2

Установка предназначена для дефектоскопии и толщинометрии ультразвуковыми методами стальных и алюминиевых труб в стационарных условиях трубной базы. Она состоит из двух частей: электронно-акустической, в которую входят каретка с искателями, электронная стойка, устройства и дефектоскопы для контроля концов труб, и электромеханической, включающей стенд с приводами для транспортировки и вращения трубы, подъема и перемещения каретки с пьезопреобразователями, пульт управления электромеханической частью, электросилового шкафа и узел водоснабжения.

С помощью установки можно выявлять поперечные, продольные и объемные дефекты в резьбовых концах и теле стальных и алюминиевых бурильных труб диаметром 102 мм и более, с толщиной стенки 7—11 мм и длиной от 6 до 13 м, а также контролировать толщину их стенки.

В теле трубы выявляются дефекты, эквивалентные по своей отражательной способности риске прямоугольного профиля протяженностью 50 мм, глубиной не менее 10% от толщины стенки трубы.

Техническая характеристика установки

Точность измерения отклонения толщины стенки от установленного допуска, мм	±0,2
Скорость контроля тела трубы, м/мин	3
Время контроля одного конца трубы, мин	1,5
Питание от сети трехфазного переменного тока:	
напряжение питания, В	380/220
частота, Гц	50
потребляемая мощность, кВт	≤6
Расход воды, л/ч	≤350
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	+5 — +50
относительная влажность, %	≤80
Занимаемая производственная площадь (без рольганга подачи трубы на установку), м	3×16
Масса, т	≤6

Режим эксплуатации установки — трехсменный с профилактическими перерывами не более 30 мин. Установку обслуживают три оператора-дефектоскописта.

Установки БУР-1М, БУР-2 разработали ВНИИНК (Кишинев) и ВНИИТнефть (Куйбышев). Электронную часть установки изготовляет завод «Электроточприбор» (Кишинев).

Устройство типа «Гном»

Устройство представляет собой переносной механизм, обеспечивающий постоянство ориентирования искателя по отношению к контролируемой поверхности и акустический контакт при контроле цилиндрических изделий различных диаметров. Оно предназначено для работы с серийно выпускаемыми ультразвуковыми дефектоскопами УД-10УА, ДУК-66 и ранее выпускавшимися УДМ-1М и УДМ-3.

Устройство имеет три модификации: «Гном-60-185», «Гном-60-185В» и «Гном-60-185М». Здесь цифры 60-185 обозначают диапазон контролируемых диаметров в миллиметрах.

Модификация «Гном-60-185В» предназначена для контроля зоны сварного шва и участка галтельного перехода муфтового конца труб типа ТБПВ, стальных и алюминиевых труб сборной конструкции, исследования тела бурильных труб на поперечные и объемные дефекты, выявления участков труб с толщиной стенки ниже установленного предела. Это устройство комплектуется сменными искателями с углами падения ультразвуковых колебаний (УЗК) 50 и 55°, а также специальным искателем для контроля толщины. В качестве контактной жидкости используется вода. Углы ввода УЗК можно менять в пределах 1—10°.

Модификация «Гном-60-185М» предназначена для выявления объемных и поперечных дефектов валов турбобуров. Комплектуется искателями с углами падения УЗК 47, 56 и 62°. В качестве контактной жидкости используется минеральное масло.

С помощью модификации «Гном-60-185» можно производить все виды контроля, перечисленные для предыдущих модификаций. Это устройство комплектуется искателями с углами падения УЗК 47, 50, 55, 56 и 62° и специальным искателем для контроля толщины.

Все модификации устройства имеют выдвижной указатель расстояния от устройства до какой-либо опорной поверхности (торца муфты, валика сварного шва и др.).

По специальному заказу модификации устройства (за исключением «Гном-60-185М») могут комплектоваться искателем для исследования дефектов, ориентированных вдоль оси трубы.

Габариты, мм	260×240×145
Масса, кг	≤1,3

Устройство «Гном» разработано ВНИИТнефтью.

Ультразвуковой импульсный дефектоскоп типа ДУК-66

Предназначен для обнаружения дефектов, определения координат их залегания и измерения толщины изделия. Этот дефектоскоп можно использовать в установках для автоматического и полуавтоматического ультразвукового контроля как при контактном, так и при иммерсионном методе контроля.

Техническая характеристика дефектоскопа

Рабочие частоты, МГц	0,6; 1,25; 2,50, 5,00 и 10,00
Минимальная глубина обнаружения дефектов при работе раздельно-совмещенным искателем, мм, при частоте, МГц	
5,00	≤0,5
2,50	≤1,0
Погрешность определения глубины залегания дефектов от полного значения шкалы выбранного диапазона, %	±1,5
Ослабление входного сигнала аттенуатором, дБ	0—80
Регулировка чувствительности во времени, дБ	0—55±5

Питание от сети переменного тока:	
напряжение, В	110, 127 и 220
частота, Гц	50
потребляемая мощность, В·А	≤ 300
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	+5—+35
относительная влажность при 20 °С, %, не более	80
Габариты, мм	605×395×265
Масса без принадлежностей, кг	24,5

Дефектоскоп типа ДУК-66 изготавливается заводом «Электроточприбор» (Кишинев).

Индукционный полупроводниковый дефектоскоп типа ППД-1МУ

Прибор предназначен для выявления усталостных трещин и других несплошностей в поверхностных слоях изделий немагнитных и магнитных металлов электропроводностью 0,5—40,0 м/(Ом·мм²).

Техническая характеристика дефектоскопа

Рабочая частота, МГц	3—5
Диаметр датчика, мм	≤ 3
Время непрерывной работы, ч	15—17
Питание	от аккумуляторной батареи типа 7Д-01
Размеры выявляемых трещин, мм:	
длина	≥ 2
глубина	≥ 0,15
ширина	≥ 2
Габариты, мм	190×135×60
Масса, кг	Не более 0,5

Изготавливается заводом «Электроточприбор» (Кишинев).

Ультразвуковой импульсный бесконтактный толщиномер типа БУИТ-1

Предназначен для измерения толщины стенок стальных и алюминиевых бурильных труб, а также стальных обсадных и насосно-компрессорных труб при одностороннем доступе. Толщиномер может работать как автономно при ручном контроле труб, так и в комплекте с передвижными и стационарными установками для неразрушающего контроля.

При контроле толщин стенок труб не требуется предварительная очистка поверхностей от краски и ржавчины, так как прибор имеет датчик с бесконтактным вводом ультразвука, что позволяет в отличие от других ультразвуковых толщиномеров эксплуатировать его без применения контактных жидкостей. В основу толщиномера положено измерение промежутка времени между импульсами ультразвуковых колебаний, отраженных от наружной и внутренней поверхностей стенок контролируемой трубы.

Конструктивно толщиномер БУИТ-1 выполнен в виде переносного прибора с вертикальной передней панелью, на которой установлены органы управления и индикаторный стрелочный прибор, шкала которого проградуирована в миллиметрах. Отдельным узлом

толщиномера является выносной датчик, позволяющий производить замеры на расстоянии до 1,5 м от прибора. Датчик имеет амортизированный направляющий цилиндр для ориентирования вдоль направляющей контролируемой трубы, катушку подмагничивания и плоскую катушку преобразователя.

Техническая характеристика прибора

Диапазон измеряемых толщин, мм	3—15
Погрешность измерения, %	±2
Диаметр контролируемых труб, мм	≥60
Питание от сети переменного тока:	
напряжение В	220
частота, Гц	50
потребляемая мощность, В·А	≤120
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	-10 — +40
относительная влажность при 20 °С, %	≤80
Габариты, мм	410×275×175
Масса прибора с укладочным ящиком, кг	≤30

Прибор разработан ВНИИТнефтью и изготавливается заводом «Нефтеавтоматика» (г. Бугульма, ТАССР).

Ультразвуковые импульсные толщиномеры типа «Кварц»

ВНИИНКом разработаны толщиномеры «Кварц». Заводом «Электроточприбор» (Кишинев) серийно изготавливается толщиномер ультразвуковой импульсный переносный типа «Кварц-15». Этот прибор предназначен для определения толщин стенок магистральных трубопроводов, металлических резервуаров и других металлических конструкций при одностороннем доступе без дополнительной чистки поверхности в месте контроля. Он позволяет измерять толщины стенок от 2 до 50 мм. При проверке труб на буровых показания прибора записываются и одновременно показываются. При обнаружении уменьшения толщины стенки трубы ниже допустимой действует также сигнализация.

Опыт работы по контролю качества труб за рубежом представляет интерес, поскольку в ряде стран, например во Франции, техника контроля труб развивается несколько иными путями, чем в СССР. Если в нефтяной и газовой промышленности нашей страны преимущественное развитие получили методы ультразвукового контроля, а другие методы имеют вспомогательное значение, то во Франции преобладающими являются магнитные и индукционные методы, а ультразвуковая дефектоскопия используется в несколько меньшей степени.

Проверку состояния внутренней поверхности труб осуществляют с помощью эндоскопов. Эндоскопы, выпускаемые французской фирмой «Бодзон», представляют собой оптический прибор с осветителем и позволяют визуально проверять внутреннюю поверхность труб диаметром от 40 до 600 мм и длиной до 12 м. Установив вместо окулятора эндоскопа фотокамеру, можно сфотографировать обнаруженный дефект трубы. Довольно широкое распространение при

контроле внутренней поверхности труб получила телеэндоскопия — на экране прибора по участкам по мере продвижения эндоскопа дается изображение внутренней поверхности трубы со всеми дефектами.

Для выявления скрытых несплошностей широко применяются методы магнитной и индукционной дефектоскопии труб, основанные на взаимодействии между характеристикой дефекта и напряженностью магнитного поля утечки.

Транспортирование труб, погрузочно-разгрузочные работы

Несоблюдение правил транспортирования труб и погрузочно-разгрузочных работ может привести к образованию дефектов на их поверхности, а также к нарушению герметичности резьбовых соединений труба — замок.

Погрузочно-разгрузочные работы. В трубные базы бурильные трубы поступают с трубопрокатных заводов или снабжающих организаций железнодорожным транспортом, а при отсутствии подъездных железнодорожных путей — трубовозами. Если база расположена на берегу реки или в море, то трубы подвозятся на крановых судах или киржимах.

С трубных баз на буровые, в зависимости от их расположения и времени года, трубы доставляются автомобильным и водным транспортом, тракторной тягой на специальных санях или тележках-прицепах.

Разгрузка труб из вагонов. Железнодорожным транспортом трубы поступают в полувагонах или на платформах. Разгружаются они на прирельсовые стеллажи при помощи башенных или козловых кранов. Трубы из железнодорожного состава следует разгружать через один вагон или вести работы по обе стороны пути в шахматном порядке. Разгрузку разрешается выполнять только специально обученной бригаде под руководством ответственного лица. Особо опасен для нарушения качества труб и для самих исполнителей момент открывания люков полувагонов, бортов платформ и снятия стоек, если трубы были уложены без прокладок. В этих случаях могут произойти развал всего штабеля и скатывание труб лавиной вниз.

Разгруженные трубы укладывают на прирельсовые стеллажи, расположенные на высоте не менее 300 мм от уровня земли и имеющие горизонтальную опорную поверхность во избежание самопроизвольного перекатывания труб. Высота штабеля не должна превышать 2,8 м при длине его не менее пятикратной высоты. Между каждым рядом труб укладывают прочные деревянные прокладки толщиной не менее 35—40 мм с набитыми на концы планками, предохраняющими трубы от раскатывания.

Разгрузка труб с трубовозов. Разгрузка на прицеповые стеллажи, а также погрузка со стеллажей производятся имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов. При этом порядок погрузочно-разгрузочных работ и нормы скла-

дирования труб на стеллажах не отличаются от описанных выше. При накатывании труб на стеллажи вручную высота штабеля не должна превышать 1,5 м.

Во избежание порчи труб и исключения несчастных случаев работы по погрузке и разгрузке труб выполняют только члены такелажной бригады, хорошо знакомые с правилами безопасного ведения работ.

Бригаду грузчиков, обслуживающую механизированный трубо-воз, комплектуют из двух человек. При обслуживании немеханизи-рованного трубовоза бригада состоит из трех или четырех человек. Работой бригады руководит бригадир, ответственный за соблюде-ние правил погрузочно-разгрузочных работ.

При погрузке труб на трубовоз бригадир обязан выбрать, каки-ми концами (муфтовыми или ниппельными) следует укладывать их на передний коник с тем, чтобы на буровой их удобно было разгру-жать на мостки муфтовыми концами к фонарю вышки.

Погрузочно-разгрузочные работы предпочтительно выполнять в дневное время. При необходимости производить работы в затемнен-ное время суток или ночью площадка производства работ должна быть хорошо освещена.

В процессе перемещения труб подъемными средствами в гори-зонтальном положении стропальщик должен сопровождать груз и следить, чтобы он был поднят на высоту не менее чем на 0,5 м выше встречающихся на пути предметов. Стropальщик может не сопровождать груз, если весь путь его движения хорошо виден с места его нахождения.

Для разгрузки труб с трубовозов и погрузки их, укладки в шта-бели на мостках буровой, затаскивания с мостков в буровую, вы-таскивания на мостки и выполнения других подъемно-транспорт-ных операций на буровых используют консольные поворотные кра-ны и безопасные накаты.

При отсутствии стационарных кранов нагрузку и разгрузку про-изводят либо передвижными стреловыми кранами, смонтирован-ными на автомобиле или тракторах, либо вручную при помощи безопасных накатов.

Транспортные работы. Трубы на операционной площадке труб-ной базы и между отделениями цеха транспортируют при помощи универсальных подъемно-транспортных средств, рольгангов и ме-ханизированных стеллажей, предназначенных для перемещения труб на небольшие расстояния. Для перевозки труб на большие расстояния используются трубовозы различных конструкций. Наи-большее распространение получили автотрубовозы, состоящие из грузового автомобиля-тягача и автоприцепа. В заболоченных, за-топляемых и других труднодоступных районах, где отсутствуют автомобильные дороги, широко используются различные виды тран-спорта высокой проходимости: тягачи, транспортеры, тракторы-болотники, автомобили-вездеходы.

Трубы на трубовозы укладывают высотой не более 3,8 м от уровня земли и надежно закрепляют. При наличии на проезжей ча-

сти дороги указаний, ограничивающих высоту или общую массу трубопроводов, трубы следует грузить, руководствуясь этими указаниями. Погрузочная высота прицепа должна быть на одном уровне с полом кузова автомобиля.

Погрузку труб на трубопроводы производят так, чтобы оставался зазор между задней стенкой кабины и грузом, при этом прицеп должен свободно поворачиваться по отношению к тягачу на угол 90° в каждую сторону. Для того чтобы в момент торможения или движения под уклон трубы не двигались на кабину, их нужно располагать на тягаче выше, чем на прицепе, на величину, примерно равную деформации (осадке) рессор от груза. Кабину автомобиля с задней стороны необходимо защитить стальным щитом толщиной 8—10 мм для предохранения ее от разрушения в случае продольного перемещения труб.

Погрузка на трубопроводы и перевозка труб не должны приводить к их деформации. При укладке труб на двух опорах размещать их желательно так, чтобы прогиб от собственного веса в середине трубы и на ее концевых участках был одинаков. Если пренебречь весом соединительных деталей, этому условию будет удовлетворять соотношение

$$l = 0,574 L,$$

где l — расстояние между опорами, на которых покоится труба; L — общая длина трубы.

Концы труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 2 м.

Ведущие трубы перевозятся в «чехлах» из отбракованных обсадных труб во избежание изгиба. При перевозке водным транспортом ведущие трубы должны укладываться непосредственно на палубу или не менее чем на три деревянные прокладки.

Замки для бурильных труб перевозятся в свинченном состоянии. При выгрузке замки должны скатываться по специальному желобу или сбрасываться на мягкий подстилочный слой (доски, опилки, песок).

Гидроиспытание труб

Бурильные трубы на трубопрокатных заводах гидравлическим испытаниям не подвергаются. Некоторые трубные базы подвергают гидравлическим испытаниям бурильные трубы, бывшие в эксплуатации, если герметичность их резьбовых соединений с замками вызывает сомнения.

Для предупреждения осложнений и аварий с бурильной колонной бурильные трубы периодически подвергают дефектоскопической проверке в процессе бурения. С этой же целью некоторые буровые предприятия в дополнение к дефектоскопическому контролю испытывают трубы внутренним гидростатическим давлением непосредственно на буровых. Обычно гидроиспытанию подвергаются свечи в процессе спуско-подъемных операций.

Испытательные давления для бурильных труб и колонн устанавливаются руководством бурового предприятия исходя из условий работы бурильной колонны. Если исключить случаи осложнений, связанных с выбросами, уходом глинистого раствора и др., то целостность и герметичность бурильной колонны могут быть нарушены в результате возникновения разности гидростатических давлений внутри колонны и в затрубном пространстве. Разность давлений возникает при прокачивании через колонну глинистого раствора в процессе бурения. Наибольшая ее величина определяется давлением на выкиде, которое развивают применяющиеся буровые насосы. Обычно эти давления не превышают 30 МПа.

Испытуемые трубы выдерживают под давлением в течение 15—30 с. Если не обнаруживается течи или потения, трубы признаются годными.

Для испытания свечей имеется несколько схем. На рис. 5.1 приведена схема гидроиспытаний бурильных свечей, разработанная ПО «Саратовнефтегаз».

Арматура для опрессовки бурильных труб на буровой состоит из трех основных узлов: пьедестальной муфты *I*, сменной соединительной головки *II* и опрессовочной головки *III*.

Пьедестальную муфту изготавливают из муфты замка ЗШ-178. В средней части муфты приваривается патрубок *3* для присоединения нагнетательной линии цементировочного агрегата. Замковой резьбой муфта обращена вверх, а в нижней части привариваются заглушка *2* и плита *1* с отверстиями для крепления муфты к полу буровой.

В зависимости от размера испытуемых труб в пьедестальную муфту ввинчивается сменная соединительная головка *II* соответствующего размера.

Соединительная головка состоит из переводника *4*, в который ввинчена и приварена направляющая труба *5*. На направляющую трубу свободно насажена закрепительная муфта *6*, которая навинчивается на ниппель испытуемой бурильной свечи. Резиновая прокладка *7* служит для герметизации свечи снизу. Сверху труба герметизируется при помощи опрессовочной головки *III*, которая ввинчивается в муфту испытуемой свечи.

Опрессовочная головка (рис. 5.2) состоит из корпуса *6* с укороченной замковой резьбой. В нижней части корпуса вмонтировано седло клапана *1* с клапаном тарельчатого типа *2* для спуска воздуха, вытесняемого по мере заполнения свечи технической водой. Снаружи на корпус устанавливается стопорное устройство *3*, работающее по принципу обгонной муфты. Стопорное устройство состоит из обоймы с шарнирными рычагами, трех роликов *4*, находящихся в клиновидных пазах обоймы, и шести пружин с толкателями. В корпус *6* вставляется шток *7* с пружиной *5*. Пружина штока поджимается гайкой. В верхней части корпуса навинчена и зафиксирована головка-колпак *8*. На верхнем конце штока *7* имеется стакан *9*, который вместе с корпусом вращается на пальце *10* при отвинчивании бурильной свечи.

Рис. 5.1. Схема гидроиспытаний бурильных свечей

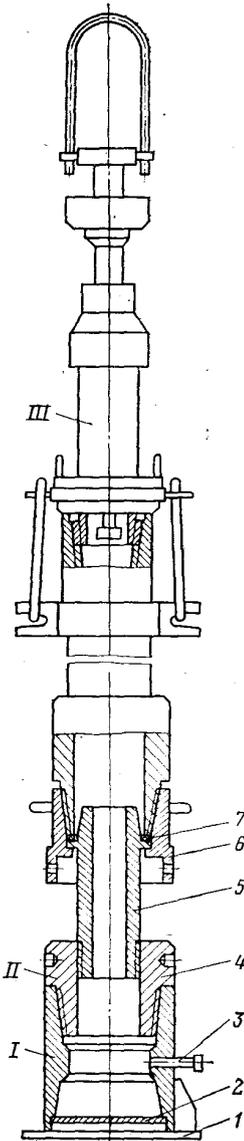
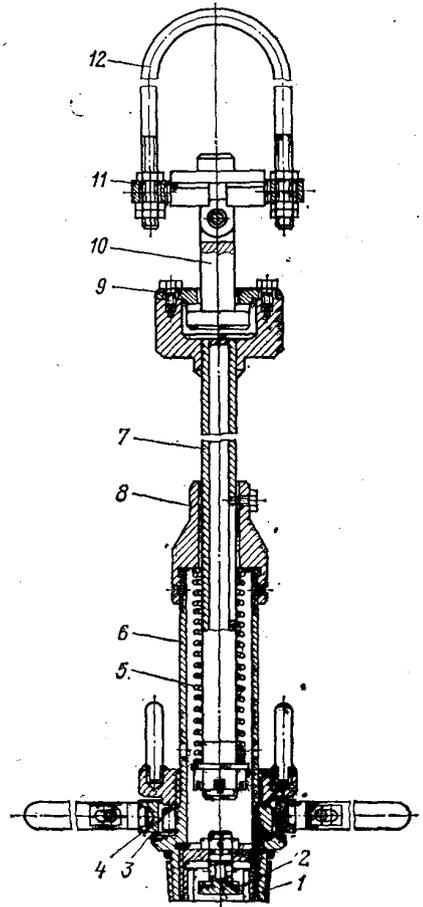


Рис. 5.2. Опрессовочная головка



Опрессовочная головка подвешивается на боковых рогах подъемного крана при помощи подвески 11 и двух скоб 12. Подвеска шарнирно соединена с пальцем 10.

Процесс испытаний. Испытание бурильных труб в буровой совмещается с подъемом бурильного инструмента из скважины. Опрессовка производится цементировочным агрегатом.

Кронблок с подвешенной и отрегулированной на боковых рогах

опрессовочной головкой и с элеватором на штропах подается вниз. Элеватор надевается на поднимаемую из скважины трубу, и опрессовочная головка вручную ввинчивается в муфту трубы. Перед ввинчиванием головки рычаги обоймы поднимаются в вертикальное положение. После навинчивания головки рычаги сразу же устанавливаются в горизонтальное положение. Затем бурильные трубы поднимают на длину одной свечи и свечу отвинчивают обычным способом. При отвинчивании свечи корпус опрессовочной головки вращается вместе со свечой, при этом стопорное устройство не препятствует вращению головки, так как ролики отходят в широкую часть клиновидных пазов.

Отвинченную бурильную свечу торцом ниппеля устанавливают на резиновую прокладку упорного торца направляющей трубы опрессовочной головки (см. рис. 5.1). Закрепительная муфта навинчивается на ниппель свечи. По установленному сигналу включаетс я агрегат, вода заполняет свечу и вытесняет воздух через открытый клапан головки. Когда уровень воды дойдет до клапана, он под давлением воды закрывается и удерживается в закрытом положении в течение всего времени испытания свечи, т. е. 15—30 с. В герметичности испытуемой свечи убеждаются по постоянству давления в системе. В случае негерметичности свечи стравливают давление до нуля и визуальным осмотром определяют места утечки.

По окончании испытания открывают кран на агрегате и сливают отработанную воду. За время опорожнения свечи рабочий отвинчивает закрепительную муфту. После этого свеча приподнимается и ниппелем устанавливается на шайбу предохранительного вкладыша, предварительно вставленного в муфту очередной трубы, сидящей на роторе в клиньях. Далее бурильную свечу, установленную в предохранительный вкладыш, вращают ключом АКБ по часовой стрелке. Испытание свечой в буровой производится с разрешения Госгортехнадзора.

Крепление труб в буровых

Надежность бурильной колонны в значительной степени определяется прочностью и герметичностью резьбовых соединений. Соблюдение этих условий в буровых в основном зависит от момента затяжки замкового соединения и применения надлежащей смазки.

Момент затяжки замкового соединения бурильных труб следует рассчитывать из условия нераскрытия стыка соединения (упорного торца муфты и уступа ниппеля замка) от осевых растягивающих нагрузок в верхней части колонны и изгибающего момента в нижней.

Момент затяжки определяют по формуле

$$M_3 = Q_3 \left[\frac{d_3}{2} \operatorname{tg} (\gamma_c + \varphi) + \mu \frac{D_{cp}}{2} \right] + M_0, \quad (5.1)$$

где Q_3 — усилие затяжки, кН; d_c — диаметр сечения, расположенного на расстоянии $1/3$ длины ниппеля, считая от большего диаметра, м; D_{cp} — средний диаметр площади контакта упорного торца муфты и уступа ниппеля, м; γ_c — угол подъема резьбы; φ — угол трения, принимаемый равным 7° ; M_0 — момент, необходимый для свинчивания замка на величину натяга резьбы, кН·м.

Наибольшее усилие затяжки для бурильного замка труб, расположенного у устья скважины, рассчитывается (в кН) из условия нераскрытия стыка от осевых растягивающих нагрузок из выражения [14]

$$Q_3 = 1,1 (2 \cdot 10^3 p F_0 + \alpha_0 P_{max}), \quad (5.2)$$

где p — давление в колонне, МПа; F_0 — площадь соприкосновения уступа ниппеля и торца муфты, м²; P_{max} — максимальный допустимый вес колонны у устья скважины, кН; $\alpha_0 = F_2 / (F_1 + F_2)$. Здесь F_1 — площадь сечения ниппеля по первому полному витку, находящемуся в сопряжении; F_2 — площадь упорного торца муфты.

Предельная допускаемая осевая нагрузка (в кН) определится из выражения

$$P_{max} = \frac{Q_n - 2,2 \cdot 10^3 p F_0 n}{n (1 + 0,1 \alpha)}, \quad (5.3)$$

где Q_n — осевая нагрузка на ниппель, соответствующая пределу текучести, кН; n — коэффициент запаса прочности, равный 1,5; $\alpha = F_M / (F_n + F_M)$ [14];

$$Q_n = \frac{\pi b D_{cp} \sigma_T 10^{-3}}{1 + \frac{D_{cp}}{2l} \eta \operatorname{ctg} (\beta + \varphi)}, \quad (5.4)$$

где b — толщина стенки ниппеля по впадине первого витка, находящегося в сопряжении, мм; D_{cp} — средний диаметр сечения в плоскости замера толщины стенки, мм; σ_T — предел текучести, МПа; l — длина сопряжения резьбы, мм; β — угол между опорной поверхностью резьбы и осью соединения; $\eta = b / (b + c)$ (c — толщина стенки за плоскостью первого витка, находящегося в сопряжении).

В табл. 5.3 приводятся рекомендуемые усилия затяжки Q_3 , моменты затяжки замкового соединения бурильных труб M и допускаемая масса колонны Q .

Приведенные в табл. 5.3 моменты затяжки создают в замке напряжение в пределах $(0,3—0,4)\sigma_T$.

Моменты эти не только исключают раскрытие стыка и обеспечивают герметичность, но и повышают усталостную прочность соединения. Моменты затяжки по табл. 5.3 могут быть увеличены на $\approx 15\%$.

Момент затяжки для соединений УБТ, работающих при переменном изгибе, определится, с одной стороны, из условия нераскрытия стыка под влиянием изгибающего момента, а с другой — из условия обеспечения наибольшей усталостной прочности.

Таблица 5.3

Допускаемая нагрузка и моменты затяжки

Тип замка	$\sigma_T = 580 \text{ МПа}$			$\sigma_T = 750 \text{ МПа}$		
	Q_3 , кН	M , кН·м	Q , т	Q_3 , кН	M , кН·м	Q , т
ЗН-95	470	4400	82	600	5600	107
ЗН-108	600	6400	118	770	8100	155
ЗН-113	690	7400	115	880	9400	150
ЗН-140	980	13400	200	1250	17200	263
ЗН-172	1500	25000	275	1930	32000	360
ЗШ-133, ЗШК-133	730	9600	110	930	12000	145
ЗШ-146	850	12000	140	1090	15500	185
ЗШ-178, ЗШК-178	1270	22300	205	1620	28500	270
ЗШ-203	1450	29000	224	1850	37000	295
ЗУК-108	480	5100	69	610	6500	90
ЗУ-108, ЗУК-120	550	680	87	700	8700	114
ЗУ-146, ЗУК-146	860	12600	145	1090	16000	190
ЗУ-155, ЗУК-155	870	14000	150	1100	17500	195
ЗУ-185	1120	21200	200	1420	27000	263

Первое условие достигается, если

$$Q_3 \geq 75 \cdot 10^{-3} \pi (D^2 - d^2) \left(100 \frac{Df}{L^2} + 2p \right), \quad (5.5)$$

где Q_3 — усилие затяжки, кН; D — наружный диаметр замка, см; d — диаметр расточки в плоскости упорного торца муфты, см; f — стрела прогиба колонны, см; L — длина полуволны изогнутой колонны, м; p — давление раствора, МПа.

Для обеспечения наибольшей усталостной прочности усилие затяжки УБТ, по экспериментальным данным ВНИИБТ, должно быть

$$Q_3 = (0,3 - 0,4) \sigma_T.$$

В табл. 5.4 приводятся значения Q_3 , соответствующие пределу текучести для опасного сечения ниппеля Q_H и для двух сечений муфты УБТ (в плоскости первого полного витка, находящегося в сопряжении, Q_M и по расточке муфты Q'_M) [16].

Как видно из табл. 5.4, для труб диаметрами 108, 114, 133, 146, 219, 229, 245 мм слабое звено при затяжке — ниппель, для труб диаметрами 121, 159, 178, 203, 254 мм — муфта. Поэтому оптимальное усилие затяжки для первой группы должно определяться исходя из прочности ниппеля, а для второй группы — из прочности муфты, т. е. по минимальному значению Q_{\min} .

В табл. 5.5 приведены рекомендуемые моменты затяжки, полученные из условия, что усилие затяжки $Q_3 = (0,3 - 0,4) Q_{\min}$. Меньшее значение принято для труб больших диаметров. Для углеродистой стали с $\sigma_T = 450 \text{ МПа}$ усилие затяжки принято равным $(0,35 - 0,45) Q_{\min}$.

Момент затяжки допускается увеличить на 20%. Момент затяжки контролируется моментомером.

Таблица 5.4

Усилия Q_H , Q_M , Q'_M (в кН) для УБТ (предел текучести $\sigma_T = 450$ МПа)

Размер УБТ, мм	Размер замкового соединения	Q_H	Q_M	Q'_M
108×45	3-86	1220	1430	1400
114×45	3-86	1220	1890	1870
121×50	3-102	1920	1480	1380
133×60	3-108	1930	1960	1990
146×75	3-121	2060	2280	2120
159×80	3-133	2800	2490	2500
178×90	3-147	3240	3220	3240
203×100	3-171	4890	3800	3880
219×110	3-171	4240	5790	6250
229×90	3-171	5560	7080	7850
245×135	3-201	5350	6170	6360
254×100	3-201	8040	7460	7950

Таблица 5.5

Рекомендуемые моменты затяжки УБТ (кН·м)

σ_B , МПа	Размер УБТ, мм					
	108×45	114×45	121×50	133×60	146×75	159×80
650	7500	7800	7650	13000	14900	19300
450	5850	6100	6850	10300	11900	15700

Продолжение табл. 5.5

σ_T , МПа	Размер УБТ, мм					
	178×90	203×100	219×110	229×90	245×135	245×100
650	24500	33100	37900	49600	55000	76500
450	19500	26700	30600	40000	44500	61800

Для свинчивания бурильных замков необходимо применять надлежащую смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьбовых соединений. Смазки для бурильных замков должны воспринимать большие удельные давления и высокую температуру на поверхности резьбы при свинчивании замков (особенно в начале свинчивания), уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься на резьбу, сохраняться на поверхностях резьбы длительное время. Использование для этих целей солидола, машинного масла, мазута воспрещается. Указанным требованиям отвечают смазки, содержащие металлические компоненты (свинец, цинк, алюминий и др.).

Новые (неприработанные) резьбовые соединения рекомендуется тщательно смазывать смазкой, содержащей до 60% металлических наполнителей (цинка, свинца, сернистого молибдена) и свин-

чивать с ограниченной скоростью, что позволяет исключить заедание резьбы.

ВНИИГазом и заводом им. Шаумяна разработаны смазки Р-113 и Р-416 (ТУ 38-101-708—78), выпускаемые заводом им. Шаумяна.

Уплотнительная смазка Р-113 предназначена для резьбовых соединений деталей бурильной колонны (бурильных замков, утяжеленных бурильных труб, переводников забойных двигателей и др.), подвергающихся частому разъединению и используемых при бурении с температурами до 200 °С и при высоких удельных давлениях на поверхности резьбы.

Приблизительное соотношение массовых долей компонентов смазок (%):

Жировая основа	35	Окись свинца	2
Сезиновый свинец	5	Свинцовый порошок	58

По сравнению с применявшимися для этой цели смесями солидола или машинного масла с графитовым порошком или смазкой УСсА (ГОСТ 3333—80) смазка Р-113 обладает высокими противозадирными, антифрикционными и противоизносными свойствами, повышенной уплотнительной способностью, а также морозо- и температуростойкостью.

Для соединений утяжеленных бурильных труб, замков бурильных труб при более низких температурах (до 100°С) рекомендуется применять смазку Р-416, отличающуюся от Р-113 составом жировой основы.

ГЛАВА 6

АВАРИИ С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ И МЕРЫ БОРЬБЫ С НИМИ

Анализ аварий с трубами показывает, что аварии в основном происходят в результате разрушений труб, связанных с воздействием переменных нагрузок: переменных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных, поперечных колебаний и др.

Крутильный удар наблюдается при работе долотом режущего типа, при быстром увеличении нагрузки, при переходе долота из мягкой породы в крепкую и при некоторых других условиях.

Переменный изгиб связан с вращением бурильной колонны. Колебания в значительной степени зависят от уравновешенности элементов бурильной колонны, однородности разбуриваемой породы, пульсации промывочной жидкости и др.

Аварии происходят также в результате размыва и значительного износа резьбовых соединений.

Слом труб по утолщенному месту

Поломка бурильных труб происходит обычно по первому витку резьбы, находящемуся в сопряжении с бурильным замком, в направлении, перпендикулярном к оси трубы, и носит усталостный характер.

Переменные нагрузки вызывают развитие усталостных трещин с последующим разрушением трубы. Условиями, способствующими возникновению и развитию трещин усталости, являются различные дефекты материала (расслоения, структурная неоднородность), резкие переходы на теле трубы (нарезка, запилы, риски и др.).

Целостность утолщенного конца трубы нарушается также в других сечениях, расположенных на различных участках резьбы. Поломка в утолщенном месте в основном объясняется влиянием нарезки, являющейся местом концентрации напряжений. Разрушение труб по высаженному концу составляет около половины всех аварий с трубами.

В резьбовом соединении ведущей трубы с переводником наиболее часто подвергается поломке конец трубы по первому витку. Переменные нагрузки в сочетании с концентрацией напряжения во впадинах резьбы обуславливают усталостный характер сломов. Разрушению способствуют также неравномерный характер распределения нагрузки по резьбе, отклонения элементов резьбы.

Для предотвращения подобных поломок необходимо повысить усталостную характеристику труб и улучшить условия их эксплуатации. К мероприятиям этого рода относятся следующие:

1) применение бурильных труб с приваренными соединительными концами (ТБПВ);

2) использование соединений труб с бурильным замком, уменьшающих переменные нагрузки, действующие на резьбу, например труб с блокирующими (стабилизирующими) поясками — ТБНК, ТБВК;

3) приварка бурильных замков к трубам стандартной конструкции;

4) использование для труб материалов с высокими показателями предела выносливости;

5) уменьшение искривления ствола скважины, борьба с кавернообразованием, что ограничивает переменные напряжения;

6) обеспечение прямолинейности ведущей трубы;

7) применение рациональных диаметров и длин утяжеленных бурильных труб;

8) обеспечение соосности вышки, ротора и устья скважины.

Слом труб по телу

На практике наблюдается несколько видов разрушения труб по телу: поперечный излом, спиральный излом, разрушение в продольном направлении.

Поперечный излом тела трубы обычно имеет усталостный характер и вызывается концентрацией напряжения в местах повреждений, перпендикулярных к оси трубы. К ним относятся: нанесенное на трубу клеймо, поперечные риски, возникающие при работе с клиньями, дефекты проката и др.

Поперечный излом наблюдается также у стыкосварных труб в зоне сварки и в зоне термического влияния сварки. Реже наблю-

дается слом из-за статических нагрузок, связанных с дефектом или со значительным износом (в основном эксцентричным) труб.

Спиральный излом представляет собой разрушение трубы по винтовой линии. Направление спирали совпадает с направлением вращения. Спиральный излом начинается всегда с поперечной трещины и имеет усталостный характер.

Разрушения труб в продольном направлении, как правило, связаны с дефектами проката (плены и др.) или со значительными внутренними напряжениями, вызванными нарушениями технологического режима проката и термообработки.

Размыв труб по телу

Размыв труб происходит в результате действия промывочной жидкости. Размыв труб с внутренней поверхности вызывается дефектами на трубе. К ним относятся расслоения металла, плены, значительные неметаллические включения, усталостные трещины и др.

Наблюдается также размыв труб с приваренными соединительными концами вблизи сварного шва, что связано с наличием значительного внутреннего грата, оставшегося после сварки, или с образованием трещины в зоне сварки.

Слом замкового соединения

Разрушение замковой резьбы бурильных замков и УБТ наблюдается в виде выкрашивания отдельных витков и поломки конуса ниппеля или муфты (рис. 6.1). Наиболее часто витки выкрашиваются на участках, расположенных у большего или меньшего конуса. Исследование показало, что разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента и др.), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности.

Реже наблюдается отлом конуса ниппеля. Ширина отломанных колец конуса ниппеля изменяется от одного последнего витка и доходит до отлома всего конуса.

Разрушению резьбового соединения способствуют отклонения элементов резьбы, в особенности конусности, что приводит к уменьшению участка сопряжения и, следовательно, к увеличению удельных нагрузок на резьбу.



Рис. 6.1. Усталостный излом витков замковой резьбы

На разрушение резьбы также значительно влияет степень ее износа. При изготовлении замковой резьбы с большим отрицательным натягом увеличиваются зазоры в резьбе и при недостаточном моменте затяжки создается возможность относительного движения соприкасающихся сторон профиля при знакопеременном изгибе, что приводит к износу резьбы и способствует ее разрушению.

При изготовлении резьбы с положительным натягом, при котором резьба соприкасается по двум сторонам профиля, с одновременным доведением уступа ниппеля и торца муфты до соприкосновения в процессе принудительного крепления уменьшаются усталостные напряжения в резьбе.

Частые причины усталостных поломок — недостаточное крепление замковых резьб.

Размыв резьбового соединения труб

Размыв резьбы происходит как в замковом соединении (рис. 6.2), так и в соединении трубы с замком (рис. 6.3) в результате выхода промывочной жидкости через зазоры в резьбовом соединении. Значительный размыв может привести к срыву резьбы с последующей аварией.

Размыв резьбы наблюдается как по образующей конуса, так и по винтовой линии. Размыв по образующей происходит в результате волнообразного движения жидкости по виткам в направлении зазора, имеющегося вдоль образующей.

Причины образования зазора в резьбе могут быть технологического и эксплуатационного характера:

1) несоответствие между средними диаметрами резьбы ниппеля и муфты на участке вдоль образующей конуса резьбы, что связано с технологией нарезания резьбы фрезерованием;

2) значительные отклонения элементов резьбы;

3) перекосы упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка;

4) свинчивание замка и трубы с неочищенной резьбой, с поврежденным упорным торцом муфты и уступом ниппеля;

5) применение некачественной смазки;

6) недостаточная величина крутящего момента свинчивания соединений (раскрытие стыка).

Эти причины создают благоприятные условия для движения жидкости в соединении.

Меры предотвращения размывов резьбового соединения — улучшение технологии резьбонарезания, переход на многопроходный способ нарезания, применение соответствующей смазки, горячее крепление бурильных замков на трубы и свинчивание резьб бурильных замков с крутящим моментом необходимой величины.

Износ резьбы

В результате значительного износа резьбы происходит срыв резьбы в соединении трубы с бурильным замком и в замковом со-

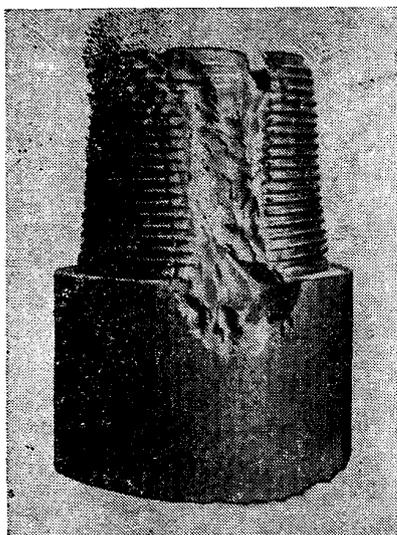


Рис. 6.2. Размыв ниппеля замка



Рис. 6.3. Размыв соединения трубы с замком

единении. Износ резьбы связан с многократным свинчиванием-развинчиванием соединения, вращением буровой колонны, ее колебаниями, вызванными работой забойного двигателя, и с другими факторами.

На поверхности резьбы срабатываются обе стороны профиля. Износ резьбы вдоль образующей конуса и по высоте витка имеет неодинаковый характер. На ниппеле замка витки, расположенные ближе к упорному уступу, принимают заостренную форму у вершины (рис. 6.4), а у остальных витков вершины скругляются. У муфты больше изнашиваются витки, расположенные вблизи упорного торца.

Длинная сторона профиля изнашивается главным образом при свинчивании-развинчивании, короткая — при затяжке и работе в скважине.

Недостаточное крепление замков, особенно УБТ, приводит к расслаблению соединения при воздействии переменных нагрузок при вращении колонны, работе турбобура и др. Это вызывает смещение одной детали резьбового соединения относительно другой. Относительное смещение свинченных деталей приводит к сильному износу резьбы с последующим срывом ее. В этом случае в замковом соединении больше срабатывается короткая сторона профиля резьбы, несущая в процессе работы большую нагрузку (см. рис. 6.4).

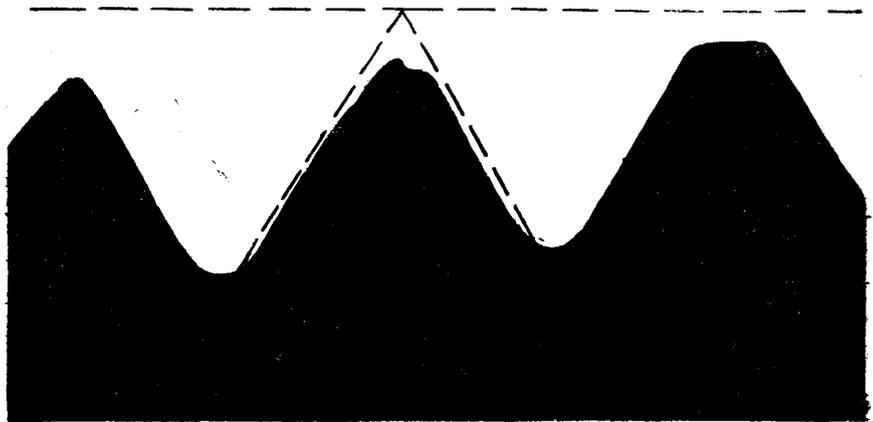


Рис. 6.4. Износ резьбы

Основные способы борьбы со срывом — крепление резьбы замков и УБТ с необходимым крутящим моментом, применение износостойких материалов для резьбовых соединений, уменьшение допускаемых отклонений элементов работы.

Заедание резьбы

Заедание сопровождается схватыванием поверхности резьбы сопрягаемых деталей. Сила сцепления обычно превышает прочность материала, поэтому при развинчивании соединения происходит выравнивание металла (рис. 6.5).



Рис. 6.5. Заедание резьбы ниппеля замка

В ряде случаев сила сцепления бывает настолько велика, что развинтить замковую резьбу машинными ключами не удается.

Заедание объясняется в основном высоким и удельным давлением и температурой, возникающими на поверхностях резьбы в процессе свинчивания и работы замка в скважине. Заедание наблюдается чаще на новых замках в период их приработки. Заеданию в значительной степени способствует применение некачественной смазки, не создающей надежного защитного слоя между двумя металлическими поверхностями.

Заедание резьб с высокой чистотой поверхности обычно проис-

ходит на большей площади витка, чем заедание резьб с низкой чистотой поверхности.

Для предотвращения заедания резьбы следует использовать специальную смазку для бурильных замков, содержащую металлические компоненты: при свинчивании резьбовых соединений прилагать крутящий момент надлежащей величины; для труб с новыми замками первые два свинчивания производить вручную (круговым ключом) с последующей затяжкой машинным ключом; применять горячее крепление замков, использовать для горячего крепления электропечь, позволяющую сохранить защитный слой на замковой резьбе, исключить перекосы свинчиваемых деталей.

Воронкообразная деформация бурильного замка

Воронкообразная деформация замка наблюдается в виде значительного увеличения наружного диаметра замковой муфты на участке замковой резьбы или резьбы для присоединения к трубе. Такая деформация возникает в результате воздействия на замок значительного крутящего момента, особенно при капитальном ремонте. Подобный характер деформации наблюдается в основном на замках бурильных труб малых диаметров (73 и 89 мм). Крутящий момент, приводящий к остаточной деформации замка ЗН-108 с $\sigma_T = 735$ МПа, составляет 20 000 Н·м, а с $\sigma_T = 568$ МПа — 13 000 Н·м. Значительный крутящий момент приводит также к довинчиванию трубы в бурильном замке с последующим увеличением диаметра замка.

Чтобы предотвратить воронкообразную деформацию, следует применять замки с повышенными механическими свойствами (с пределом текучести ≥ 735 МПа) и замки увеличенного диаметра (113 мм).

Разрушение бурильных замков и муфт по телу

В процессе бурения и капитального ремонта скважин встречаются продольные и поперечные трещины по телу замков и муфт. Такие деформации являются следствием приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию муфтовой и ниппельной частей замка на трубах, или связаны с наличием высоких закалочных напряжений, трещин и других дефектов.

ГЛАВА 7

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ, ЗАМКИ К НИМ И УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ЗА РУБЕЖОМ

Бурильные трубы

За рубежом широкое распространение получили бурильные трубы, изготавливаемые по стандартам Американского нефтяного института (АНИ) с высадкой концов внутрь, наружу или с комбинированной (внутри и наружу) высадкой для приварки замков.

Таблица 7.1

Механические свойства материала труб

Группа прочности стали	Предел текучести σ_T , МПа		Наименьший предел прочности при растяжении σ_B min, МПа
	наименьший	наибольший	
Е	517	724	689
X-95	655	862	724
G-105	724	931	793
S-135	931	1138	1000

Стандарт 5А АНИ предусматривает изготовление бурильных труб из стали группы прочности Е, а стандарт 5АХ — из высокопрочных сталей групп прочности X-95, G-105, S-135. Механические свойства стали приведены в табл. 7.1.

Предел текучести определяется как напряжение, требующееся для создания относительного удлинения, равного 0,5% для сталей Е и X-95, 0,6% — для стали G-105 и 0,7% для стали S-135.

Наименьшее относительное удлинение на длине 50,8 мм при $S \leq 4,85 \text{ см}^2$ рассчитывают по формуле $\delta = 4886 S_0^{0,2} / \sigma_B^{0,9}$, где S_0 — площадь поперечного сечения образца, см^2 ; σ_B — наименьший предел прочности при растяжении, МПа.

При $S_0 > 4,85 \text{ см}^2$ удлинение принимается таким же, как и для $S_0 = 4,85 \text{ см}^2$.

Отдельные фирмы, например «Маннесман» (ФРГ), предлагают трубы из стали группы прочности U-170 с $\sigma_{T \text{ min}}$ и $\sigma_{B \text{ min}}$, равными 1172 и 1241 МПа.

Для работы в средах, содержащих сероводород, некоторые фирмы рекомендуют применять трубы из сталей с ограниченным верхним пределом текучести и твердости, аналогичных сталям групп прочности С-75 и С-95, приведенных в гл. 16. Прочностные характеристики этих труб, рассчитываемые по наименьшему пределу текучести, такие же, как и для труб групп прочности Е и X-95.

В табл. 7.2 приведены масса и прочностные характеристики для тела трубы в гладкой части.

Крутящий момент $M_{кр}$ (Н·м), при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, определяют по формуле

$$M_{кр} = W_k \tau,$$

где W_k — момент сопротивления поперечного сечения трубы при кручении, см^3 ; τ — касательное напряжение, равное $0,577 \cdot \sigma_{T \text{ min}}$, МПа; $\sigma_{T \text{ min}}$ — наименьший предел текучести материала трубы, МПа.

Растягивающую нагрузку P_p (Н), при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, рассчитывают по формуле

$$P_p = F \sigma_{T \text{ min}},$$

где F — площадь поперечного сечения трубы, мм^2 .

Таблица 7.2

Прочностные характеристики новых бурильных труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Масса 1 м трубы с учетом высадки и замка, кг***	Крутящий момент, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, Н·м						Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кН					
					D**	E	X-95	G-105	S-135	U-170**	D**	E	X-95	G-105	S-135	U-170**
60,3 (2 3/8")	4,83*	50,7	6,60	7,7	—	6 450	8 180	9 040	11 620	—	—	435	551	609	783	—
	7,11	46,1	9,32	10,4	6 210	8 470	10 740	11 860	15 250	~	451	615	779	861	1107	—
73,0 (2 7/8")	5,51*	62,0	9,18	11,5	—	10 960	13 880	15 350	19 730	—	—	605	766	846	1088	—
	7,82*	57,4	12,66	14,5	—	14 090	17 870	19 740	25 390	—	—	834	1049	1157	1491	—
	9,19	54,6	14,48	16,1	11 480	15 660	19 850	21 940	28 200	—	699	953	1208	1335	1716	—
88,9 (3 1/2")	6,45	76,0	13,12	15,3	—	19 180	24 300	26 850	34 520	—	—	864	1095	1210	1555	—
	9,35	70,2	18,34	20,6	18 440	25 150	31 860	35 210	45 270	—	886	1208	1530	1691	2174	—
	11,40	66,1	21,79	24,5	20 960	28 590	36 210	40 020	51 450	—	1053	1436	1819	2010	2584	—
101,6 (4")	6,65*	88,3	15,58	19,6	—	26 400	33 450	36 960	47 520	—	—	1026	1300	1437	1848	—
	8,38	84,8	19,26	23,7	23 150	31 580	40 000	44 200	56 840	—	931	1269	1608	1777	2285	—
	9,65*	82,3	21,88	25,5	25 670	35 000	44 320	48 990	63 000	—	1057	1442	1826	2018	2595	—
114,3 (4 1/2")	6,88	100,5	18,23	23,0	—	35 130	44 500	49 180	63 220	—	—	1201	1520	1682	2162	—
	8,56	97,2	22,31	27,0	30 630	41 770	52 900	58 480	75 180	—	1078	1470	1862	2059	2647	—
	10,92	92,5	27,84	32,7	36 690	50 030	63 370	70 040	90 050	113 400	1345	1834	2323	2568	3302	4158
127,0 (5")	7,52	112,0	22,15	27,5	—	47 510	60 180	66 520	85 520	—	—	1459	1849	2043	2627	—
	9,19	108,6	26,71	31,3	40 930	55 820	70 690	78 100	100 470	126 510	1290	1760	2229	2464	3167	3989
	12,70	101,6	35,79	40,2	51 950	70 860	89 740	99 190	127 530	160 590	1729	2358	2987	3301	4245	5345
139,7 (5 1/2")	7,72*	124,3	25,13	31,9	—	59 750	75 700	83 650	107 560	—	—	1656	2097	2318	2980	—
	9,17	121,4	29,51	32,6	50 420	68 750	87 080	96 250	123 760	155 840	1426	1944	2463	2722	3500	4407
	10,54	118,6	33,57	40,0	56 250	76 700	97 160	107 380	138 060	173 870	1622	2212	2980	3096	3981	5013
168,3 (6 5/8")	8,38	151,8	33,05	41,9	70 180	95 690	121 210	133 970	172 260	—	1597	2177	2758	3048	3919	—

Наружный диаметр трубы, мм	Сминающее давление, МПа						Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа					
	D**	E	X-95	G-105	S-135	U-170**	D**	E	X-95	G-105	S-135	U-170**
60,3 (2 3/8")	—	76,1	96,4	106,6	131,5	—	—	72,4	91,7	101,4	130,3	—
	78,9	107,6	136,2	150,6	193,6	—	78,3	106,7	135,1	149,3	192,0	—
73,0 (2 7/8")	—	72,2	89,1	96,6	117,6	—	—	68,3	86,5	95,6	122,9	—
	—	98,9	125,3	138,5	178,0	—	—	96,9	122,8	135,6	174,5	—
	83,5	113,8	144,2	159,3	204,9	—	83,6	114,0	144,0	159,5	205,1	—
88,9 (3 1/2")	—	69,2	83,2	90,0	108,8	—	—	65,6	83,2	92,0	118,2	—
	71,4	97,3	123,3	136,2	175,1	—	69,8	95,1	120,5	133,2	171,3	—
	84,8	115,6	146,5	161,9	208,2	—	85,2	116,1	147,1	162,5	209,0	—
101,6 (4")	—	58,0	68,7	73,8	87,2	—	—	59,3	75,1	83,0	106,7	—
	57,4	78,3	99,1	109,6	139,1	—	54,7	74,7	94,6	104,5	134,4	—
	65,2	88,9	112,7	124,5	160,0	—	63,0	86,0	108,9	120,4	154,7	—
114,3 (4 1/2")	—	49,6	57,9	61,7	71,1	—	—	54,5	69,0	76,3	98,1	—
	52,5	71,6	87,9	95,3	115,8	—	49,7	67,8	85,8	94,9	122,0	—
	65,6	89,4	113,2	125,1	160,9	202,6	63,4	86,5	109,6	121,1	155,7	196,0
127,0 (5")	—	48,1	55,8	59,4	68,0	—	—	53,6	67,8	75,0	96,5	—
	51,0	68,9	82,8	89,6	108,2	125,9	48,1	65,5	83,0	91,7	117,9	148,5
	68,3	93,1	117,9	130,3	167,5	211,0	66,3	90,5	114,6	126,7	162,9	205,1
139,7 (5 1/2")	—	41,9	47,8	50,3	56,0	—	—	50,0	63,4	70,1	90,0	—
	45,6	58,2	68,9	74,0	87,6	98,8	43,6	59,4	75,2	83,2	106,9	134,7
	52,9	72,1	89,1	96,5	117,6	138,1	50,0	68,3	86,5	96,6	117,6	154,8
168,3 (6 5/8*)	27,6	33,2	36,6	37,9	41,6	—	33,0	45,1	57,1	63,1	81,2	—

* Толщины стенок стандартами АНИ не предусмотрены.

** Группа прочности D и U=170 стандартами АНИ не предусмотрена.

*** Масса указана для труб с высаженными наружу концами группы прочности E, длиной 9,14 м.

Наименьшие сминающие давления рассчитывают в зависимости от отношения наружного диаметра трубы к толщине стенки (D/s) по формулам, приведенным в табл. 7.3—7.6, где $P_{см}$ — наименьшее сминающее давление, МПа; D — номинальный наружный диаметр, мм; s — номинальная толщина стенки, мм.

Наименьшее внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, определяют по формуле

$$p_b = 0,875 \sigma_{T \min} \frac{2s}{D},$$

Таблица 7.3

Группа прочности стали	Отношение D/s	Расчетная формула
D E X-95 G-105 S-135	$\leq 14,80$ $\leq 13,67$ $\leq 12,83$ $\leq 12,56$ $\leq 11,90$	$P_{см} = 2 \sigma_{T \min} \frac{D/s - 1}{(D/s)^2}$

Таблица 7.4

Группа прочности стали	Отношение D/s	A'	B'	C'	Расчетная формула
D E X-95 G-105 S-135	14,81—24,99 13,68—23,09 12,84—21,21 12,57—20,68 11,91—19,44	2,990 3,060 3,125 3,162 3,282	0,0541 0,0642 0,0745 0,0795 0,0945	8,310 12,448 16,586 18,620 24,827	$P_{см} = \sigma_{T \min} \times \left[\frac{A'}{D/s} - B' \right] - C'$

Таблица 7.5

Группа прочности стали	Отношение D/s	A	B	Расчетная формула
D E X-95 G-105 S-135	25,00—37,20 23,10—32,05 21,22—28,25 20,67—26,88 19,15—23,42	1,990 1,985 2,047 2,052 2,129	0,0360 0,0417 0,0490 0,0515 0,0613	$P_{см} = \sigma_{T \min} \left[\frac{A}{D/s} - B \right]$

Таблица 7.6

Группа прочности стали	Отношение D/s	Расчетная формула
D E X-95 G-105 S-135	$\geq 37,21$ $\geq 32,06$ $\geq 28,26$ $\geq 26,89$ $\geq 23,43$	$P_{см} = \frac{3,22 \cdot 10^5}{D/s [D/s - 1]^2}$

где 0,875 — коэффициент, учитывающий минусовое отклонение толщины стенки трубы.

Стандарты АНИ предусматривают следующие технические требования к бурильным трубам: отклонение по наружному диаметру трубы размером до 101,6 мм $\pm 0,79$ мм, для остальных размеров $\pm 0,75\%$; допуск на толщину стенки — 12,5%, допускаемые отклонения массы партии труб¹ — 1,75% и для отдельной трубы $_{-3,5}^{+6,5}\%$.

Трубы изготовляют трех размеров по длине:

- 1) 5,49—6,71 м, причем в партии должно быть не менее 95% труб длиной 6,10—6,71 м;
- 2) 8,23—9,14 м, причем не менее 90% труб из партии должны отличаться по длине не более чем на 0,61 м;
- 3) 11,58—13,72 м, причем не менее 90% из партии должны отличаться по длине не более чем на 0,91 м.

На рис. 7.1 и в табл. 7.7 показаны основные размеры концов бурильных труб по стандартам АНИ с наружной, внутренней и комбинированной высадкой для приваренных замков. Для труб диаметром 168,3 мм с толщиной стенки 8,38 мм размеры высадки стандартом не предусмотрены.

¹ Партия труб определяется как количество труб, составляющих груз железнодорожного вагона.

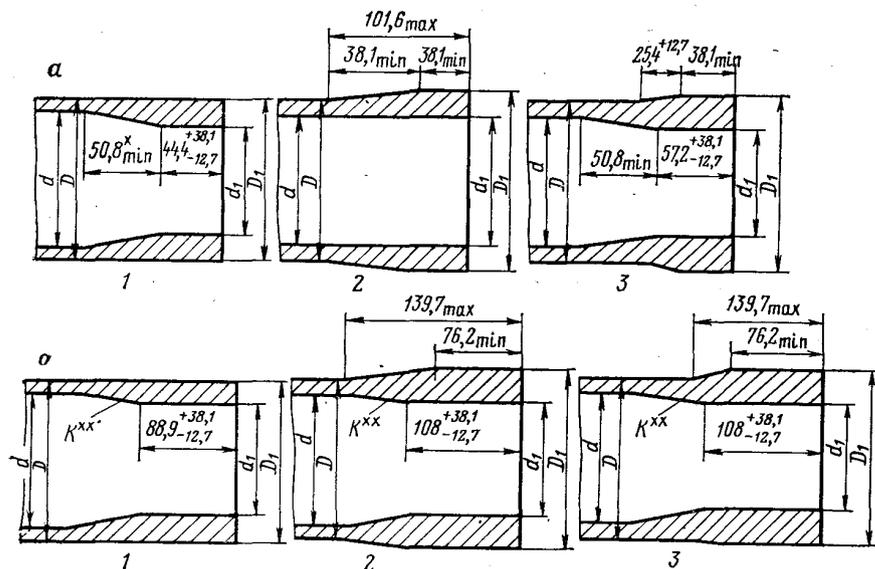


Рис. 7.1. Высаженные концы бурильных труб по стандартам АНИ:

а — трубы из стали группы прочности Е; б — трубы из стали группы прочности Х-95, А-105 и S-135; 1 — внутренняя высадка; 2 — наружная высадка; 3 — комбинированная высадка.

* — для труб диаметром 73 и 89 мм — не более 38,1 мм.

** — конусность переходной части — не более 1:48

Таблица 7.7

Размеры бурильных труб с высаженными концами для приваренных замков по стандартам АНИ 5А и 5АХ (мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр трубы d	Диаметры труб в высаженной части										
			Внутренняя высадка			Наружная высадка				Комбинированная высадка			
			Наружный D_1	Внутренний d_1		Наружный D_1		Внутренний d_1		Наружный D_1		Внутренний d_1	
				Группа прочности стали									
				Е	Х, G, S	Е	Х, G, S	Е	Х, G, S	Е	Х, G, S	Е	Х, G, S
60,3 (2 3/8")	7,11	46,1	—	—	—	67,5	67,5	46,1	30,7	—	—	—	—
73,0 (2 7/8")	9,19	54,6	73,0	33,3	41,4	81,6	82,6	54,6	49,2	—	—	—	—
88,9	6,45	76,0	88,9	57,2	—	97,1	—	76,0	—	—	—	—	—
(3 1/2")	9,35	70,2	88,9	49,2	49,2	97,1	101,6	66,1	63,5	—	—	—	—
	11,40	66,1	88,9	49,2	—	97,1	101,6	66,1	63,5	—	96,0	—	49,2
101,6 (4")	6,65	88,3	101,6	74,6	—	114,3	—	88,3	—	—	—	—	—
	8,38	84,8	101,6	69,8	66,8	114,3	117,5	84,8	77,8	—	—	—	—
114,3	6,88	100,5	114,3	85,7	—	127,0	—	100,5	—	—	—	—	—
(4 1/2")	8,56	97,2	114,3	80,2	71,5	127,0	131,8	97,2	90,5	—	118,3	—	73,0
	10,92	92,5	—	—	—	127,0	131,8	92,5	87,3	121,4	121,4	76,2	71,5
127,0 (5")	7,52	112,0	127,0	95,2	90,5	—	—	—	—	—	—	—	—
	9,10	108,6	—	—	—	—	146,1	—	100,0	131,8	131,8	93,7	90,5
	12,70	101,6	—	—	—	—	149,2	—	96,2	131,8	131,8	87,3	84,2
139,7 (5 1/2")	9,17	121,4	—	—	—	—	—	—	—	141,3	141,3	101,6	96,9
	10,54	118,6	—	—	—	—	—	—	—	141,3	141,3	101,6	96,9

Допускаемые отклонения по наружному диаметру высаженной части $\begin{matrix} +3,18 \\ -0,79 \end{matrix}$ мм (для внутренней посадки минусовое отклонение соответствует требованию к трубе), по внутреннему диаметру $\pm 1,59$ мм. На концах труб с комбинированной или внутренней высадкой по внутреннему диаметру допускается конусность не более 1:48. Овальность наружного диаметра высаженной части допускается не более 2,36 мм. Эксцентриситет наружного диаметра высаженной части трубы проверяется индикаторным прибором на расстоянии от 127 до 152 мм от торца трубы. Наибольшая разность отсчетов по индикатору не должна превышать 2,36 мм.

Для предотвращения повреждений труб от коррозии отдельные фирмы поставляют бурильные трубы с внутренним пластмассовым покрытием. Средняя толщина покрытия 0,125 мм. Покрытие наносится путем распыления на очищенную от окалины и подвергнутую дробеструйной обработке поверхность. Пластическое покрытие наносится после приварки замков.

В качестве бурильных используют насосно-компрессорные трубы с приварными замками (см. гл. «Насосно-компрессорные трубы применяемые за рубежом»).

Замки для бурильных труб

Требования к замкам для бурильных труб оговорены стандартами 7 и 7G АНИ. Механические свойства, приведенные ниже, определяют на цилиндрических образцах, вырезанных в продольном направлении из резьбовой части ниппеля таким образом, чтобы середина рабочей длины образца находилась на расстоянии ~ 32 мм от упорного уступа.

Наименьший предел текучести $\sigma_{T \min}$, МПа	827
Наименьший предел прочности $\sigma_{B \min}$, МПа	966
Наименьшее относительное удлинение δ , %	13

Предел текучести определяется как напряжение, создающее остаточную деформацию 0,2%. Твердость замков должна быть не менее 285 HRB.

Для труб, предназначенных для работы в сероводородной среде, применяют замки из стали с пределом текучести 655—760 МПа, наименьшим пределом прочности 725 МПа и твердостью не более 28 HRC.

Основные размеры приваренных бурильных замков по стандарту 7 АНИ и их прочностные характеристики по стандарту 7G АНИ приведены в табл. 7.8 и на рис. 7.2.

Муфты изготавливают с прямоугольными заплечиками под элеватор или с коническими под углом 18°.

Помимо указанных стандартных замков находят применение замки с другими размерами наружного диаметра и проходного отверстия с целью обеспечения необходимых параметров при различных условиях бурения.

Крутящий момент, приложенный к резьбовому соединению замка, вызывает осевые напряжения в теле замка на участке от упор-

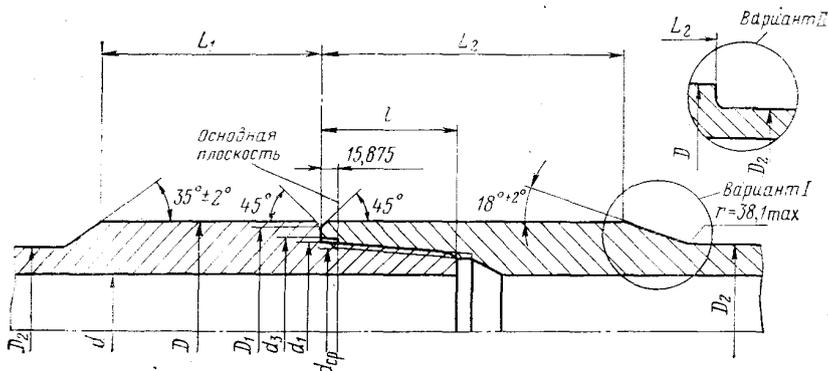


Рис. 7.2. Приваренные замки по стандарту 7 АНИ

ных торцов до первого витка, находящегося в зацеплении, растягивающие для ниппеля и сжимающие для муфты.

Крутящий момент (Нм) рассчитывают по формуле, приведенной в 7G АНИ:

$$M_{кр} = \frac{\sigma F}{1000} \left(\frac{P}{2\pi} + \frac{\frac{D_{ср}}{2} f}{\cos \alpha/2} + \frac{D_T f}{2} \right),$$

где σ — осевое напряжение в опасном сечении, равное наименьшему пределу текучести 827 МПа при определении наибольшего крутящего момента и принятое равным 414 МПа при определении рекомендуемого момента свинчивания; F — площадь опасного сечения ниппеля, определяемая на расстоянии 19 мм от упорного уступа, или муфты на расстоянии 9,5 мм от упорного торца, мм² (берется наименьшее из рассчитанных значений); P — шаг резьбы, мм; $D_{ср}$ — средний диаметр резьбы в середине длины резьбы, находящейся в зацеплении, мм; D_T — средний диаметр упорных торцов замка, мм; $\alpha/2$ — половина угла профиля; f — коэффициент трения, принимаемый равным 0,08 для смазки, содержащей по массе 40—60% цинкового порошка.

Растягивающая нагрузка для ниппеля замка определяется исходя из площади сечения, расположенного на расстоянии 15,9 мм от упорного уступа.

Стандартом 7 АНИ для замков предусмотрена резьба с закруглением по впадинам с формой профиля V-0,038R для номерных замковых соединений¹, а также с формой профиля V-0,040 и V-0,050 для выходящих из употребления замковых соединений типа FH — с широким проходным отверстием. Кроме того, ранее была предусмотрена резьба с площадками по впадинам (V-0,065) для замковых соединений типа IF — с гладким проходным отверстием. Профиль резьбы V-0,065 взаимозаменяем с формой профиля

¹ Номер соединения характеризует значение среднего диаметра резьбы в основной плоскости, выраженного в целых и десятых долях дюйма.

Таблица 7.8
Размеры и прочностные характеристики замков по стандарту 7 АНИ (мм)

Обозначение замкового соединения	Бурильная труба				Замок								
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Тип высадки	Группа прочности стали*	Наружный диаметр $D \pm 0,8$	Проходное отверстие $d \pm 0,8$	Диаметр под элемент D_2 наибольший	Диаметр упорного торца $D_1 \pm 1,6$	Длина ниппеля под ключ $L_1 \pm 6,4$	Длина муфты под ключ $L_2 \pm 6,4$	Крутящий момент, при котором напряжение в замке достигает предела текучести, Н·м	Расстояющая нагрузка, при которой напряжение в замке достигает предела текучести, кН	Рекомендуемый крутящий момент сгибания замкового соединения, Н·м
NC-26 (23/8 IF)	60,3	7,11	Наружу Внутри	E, X, G E	85,7	44,4	65,1	82,5	177,8	203,2	9 400	1 395	4 700
	73,0	9,19			85,7**	44,4	65,1	82,5	177,8	203,2	9 400	1 395	4 700
NG-31 (27/8 IF)	73,0	9,19	Наружу	E X, G S	104,8	54,0	81,0	100,4	177,8	228,6	16 100	1 990	8 000
					104,8	50,8	81,0	100,4	177,8	228,6	17 900	2 205	8 900
	111,1	41,3	81,0	100,4	177,8	228,6	23 000	2 775	11 500				
	88,9	9,35	Внутри	E	104,8**	54,0	81,0	100,4	177,8	228,6	16 100	1 990	8 000
NC-38***	88,9	6,45	Наружу	E	120,6	76,2	98,4	116,3	203,2	266,7	17 400	1 870	8 700
NC-38 (3 1/2 IF)	88,9	9,35	Наружу	E	120,6	68,3	98,4	116,3	203,2	266,7	24 600	2 610	12 300
				X	127,0	65,1	98,4	116,3	203,2	266,7	27 500	2 890	13 800
				G	127,0	61,9	98,4	116,3	203,2	266,7	30 100	3 150	15 000
				S	127,0	54,0	98,4	116,3	203,2	266,7	35 800	3 720	17 900
NC-38 (3 1/2 IF)	88,9	11,40	Наружу	E	127,0	65,1	98,4	116,3	203,2	266,7	27 500	2 890	13 800
				X	127,0	61,9	98,4	116,3	203,2	266,7	30 100	3 150	15 000
				G	127,0	54,0	98,4	116,3	203,2	266,7	35 800	3 720	17 900
NC-40 (4 FH)	88,9	11,40	Наружу	S	139,7	57,2	98,4	127,4	177,8	254,0	44 600	4 360	22 300
				E	133,3	71,4	106,4	127,4	177,8	254,0	31 900	3 165	16 000
	101,6	8,38	Внутри	X	133,3	68,3	106,4	127,4	177,8	254,0	34 500	3 440	17 200
				G	139,7	61,9	106,4	127,4	177,8	254,0	40 700	3 990	20 400
				S	139,7	50,8	106,4	127,4	177,8	254,0	49 200	4 805	24 600

NC-46 (4 IF)	101,6	8,38	Наружу	E, X, G S	152,4 152,4	82,6 76,2	114,3 114,3	145,3 145,3	177,8 177,8	254,0 254,0	45 600 53 100	4 010 4 665	22 800 26 600
	114,3	6,88	Внутри	E	152,4	85,7	119,1	145,3	177,8	254,0	41 500	3 655	20 700
	114,3	8,56	Комбини- рованная	E X, G S	158,8 158,8 158,8	82,6 76,2 69,8	119,1 119,1 119,1	145,3 145,3 145,3	177,8 177,8 177,8	254,0 254,0 254,0	46 000 53 700 60 900	4 010 4 665 5 265	23 000 26 800 30 500
	114,3	10,92	«	E X G S	158,8 158,8 158,8 158,8	76,2 69,8 63,5 57,2	119,1 119,1 119,1 119,1	145,3 145,3 145,3 145,3	177,8 177,8 177,8 177,8	254,0 254,0 254,0 254,0	53 700 60 900 67 200 72 900	4 665 5 265 5 815 6 315	26 800 30 500 33 600 36 500
(4 1/2 FH)	114,3	8,56	Комбини- рованная	E, X, G S	152,4 158,8	76,2 63,5	119,1 119,1	145,3 145,3	177,8 177,8	254,0 254,0	47 200 60 900	4 340 5 500	23 600 30 400
	114,3	10,92	»	E X, G	152,4 152,4	76,2 63,5	119,1 119,1	145,3 145,3	177,8 177,8	254,0 254,0	47 200 60 100	4 340 5 500	23 600 30 100
NC-50 (4 1/2 IF)	114,3	6,88	Наружу	E	158,8	98,4	127	150,4	177,8	254,0	45 800	3 770	22 900
	114,3	8,56	« «	E, X, G S	161,9 161,9	95,2 88,9	127 127	150,4 150,4	177,8 177,8	254,0 254,0	51 100 60 900	4 180 4 940	25 600 30 400
	114,3	10,92	«	E X, G S	161,9 161,9 168,3	92,1 88,9 76,2	127 127 127	150,4 150,4 150,4	177,8 177,8 177,8	254,0 254,0 254,0	55 900 60 900 78 400	4 585 4 940 6 300	27 900 30 400 39 200

Обозначение замкового соединения	Бурильная труба				Замок									
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Тип высадки	Группа прочности стали*	Наружный диаметр $D \pm 0,8$	Прокходное отверстие $d \pm 0,4$	Диаметр под элементор D_2 наибольший	Диаметр упорного торца $D_1 \pm 1,6$	Длина нипеля под ключ $L_1 \pm 6,4$	Длина муфты под ключ $L_2 \pm 6,4$	Крутящий момент, при котором напряжение в замке достигает предела текучести, Н·м	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в замке до стигает предела текучести, кН	Рекомендуемый крутящий момент свичивания замкового соединения, Н·м	
(5 1/2 FH)	127,0	9,19	Комбинированная	E	161,9	95,2	130,2	150,4	177,8	254,0	51 100	4 180	25 600	
				X	161,9	88,9	130,2	150,4	177,8	60 900	4 940	30 400		
				G	165,1	82,6	130,2	150,4	177,8	69 700	5 645	34 900		
				S	168,3	69,8	130,2	150,4	177,8	86 000	6 905	43 000		
	127,0	12,70	»	E	161,9	88,9	130,2	150,4	177,8	254,0	60 900	4 940	30 400	
				X	165,1	76,2	130,2	150,4	177,8	77 300	6 300	38 600		
				G	168,3	69,8	130,2	150,4	177,8	86 000	6 905	43 000		
	127,0	9,10	»	E, X, G	177,8	95,2	130,2	170,7	203,2	254,0	84 300	6 440	42 200	
				S	184,2	88,9	130,2	170,7	203,2	96 300	7 200	48 200		
		127,0	12,70	»	E, X	177,8	88,9	130,2	170,7	203,2	254,0	84 300	7 205	42 200
					G	184,2	88,9	130,2	170,7	203,2	96 300	7 200	48 200	
	S				184,2	82,6	130,2	170,7	203,2	105 400	7 910	52 700		
139,7	9,17	»	E	177,8	101,6	144,5	170,7	203,2	254,0	76 300	5 630	38 100		
			X	177,8	95,2	144,5	170,7	203,2	254,0	84 400	6 445	42 200		
			G	184,2	88,9	144,5	170,7	203,2	96 300	7 205	48 200			
			S	190,5	76,2	144,5	180,2	203,2	117 700	8 565	58 900			
139,7	10,54	»	E	177,8	101,6	144,5	170,7	203,2	254,0	76 300	5 630	38 100		
			X, G	184,2	88,9	144,5	170,7	203,2	96 300	7 205	48 200			
			S	190,5	76,2	144,5	180,2	203,2	117 700	8 565	58 900			

* Сокращенные обозначения E, X, G и S соответствуют группам прочности стали E-75, X-95, G-105 и S-135.

** Замки к трубам диаметром 73,0 и 88,9 мм с внутрь высаженными концами стандартом 7 АНИ не предусмотрены.

*** Соединение с укороченной на 12,5 мм длиной резьбы.

Таблица 7.9

Размеры замковых резьб, применяемых на приваренных замках по стандарту 7 АНИ (мм)

Типоразмер соединения	Обозначение профиля резьбы	Конусность $2 \text{ ig } \varphi$	Шаг резьбы P	Средний диаметр в основной плоскости $d_{\text{ср}}$	Диаметр большого основания конуса ниппеля d_1	Диаметр конической выточки муфты $d_3 \pm 0,4 \text{ мм}$	Длина конуса ниппеля $l - 3,2 \text{ мм}$
NC-26	V-0,038R	1:6	6,35	67,767	73,05	74,6	76,2
NC-31	V-0,038R	1:6	6,35	80,848	86,13	87,7	88,9
NC-38	V-0,038R	1:6	6,35	96,723	102,01	103,6	101,6
NC-40	V-0,038R	1:6	6,35	103,429	108,71	110,3	114,3
NC-46	V-0,038R	1:6	6,35	117,500	122,78	124,6	114,3
NC-50	V-0,038R	1:6	6,35	128,059	133,35	134,9	114,3
3 1/2 FH*	V-0,040	1:4	5,08	94,844	101,45	102,8	95,2
4 1/2 FH*	V-0,040	1:4	5,08	115,113	121,72	123,8	101,6
5 1/2 FH*	V-0,050	1:6	6,35	142,011	147,96	150,0	127,0

* Устаревшие типы соединений.

V-0,038R. Обозначения V-0,040, V-0,050, V-0,065 характеризуют резьбу по размеру в дюймах площадки по вершинам резьбы.

Обеспечивается взаимозаменяемость замковых соединений 2 3/8 IF, 2 7/8 IF, 3 1/2 IF, 4 FH, 4 IF и 4 1/2 IF с номерными замковыми соединениями соответственно NC-26, NC-31, NC-38, NC-40, NC-46 и NC-50.

Размеры резьбовых соединений, применяемых для замков по стандарту 7 АНИ, приведены в табл. 7.9.

Профиль замковой резьбы по стандарту 7 АНИ и размеры приведены на рис. 7.3 и в табл. 7.10.

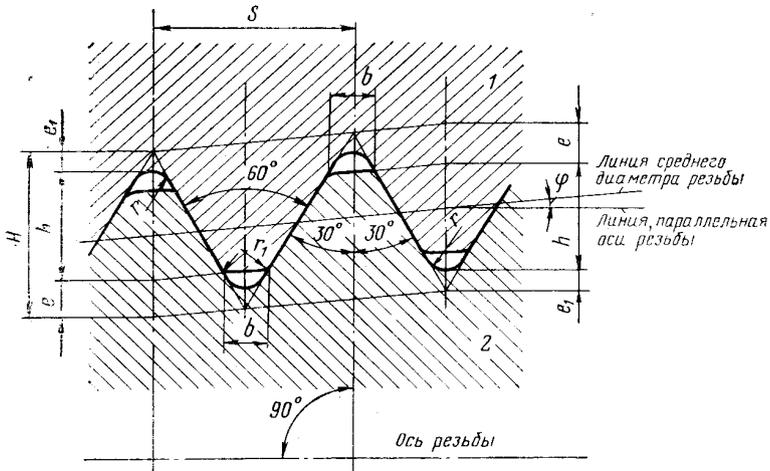


Рис. 7.3. Профиль замковой резьбы V-0,038R; V-0,040 и V-0,050 по стандарту 7 АНИ:

1 — муфта; 2 — ниппель

Таблица 7.10

Размеры профиля замковой резьбы (мм)

Элементы профиля резьбы	Обозначение резьбы				
	V-0,038R		V-0,040	V-0,050	
Конусность 2 tgφ	1:6	1:4	1:4	1:6	1:4
Шаг S	6,35	6,35	5,08	6,35	6,35
Высота профиля (теоретическая) H	5,4865	5,4706	4,3765	5,4865	5,4706
Глубина резьбы h	3,095	3,083	2,993	3,754	3,741
Высота среза вершины e	1,426	1,422	0,875	1,097	1,094
Размер e ₁	0,965	0,965	0,508	0,635	0,635
Ширина площадки вершины b	1,65	1,65	1,02	1,27	1,27
Радиус закругления: впадины r	0,965	0,965	0,508	0,635	0,635
площадок r ₁	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38

Стандартом установлен асимметричный допуск на конусность: на наружную резьбу $+0,25$ мм, а на внутреннюю — $0,25$ мм на длине 100 мм. Допускаемые отклонения по шагу $\pm 0,038$ мм на длине 25,4 мм и $\pm 0,114$ мм на всей длине резьбы.

Отклонение от номинальной величины натяга по резьбовому калибр-пробке $-0,254$ мм, по калибру-кольцу $+0,254$ мм.

Применяется также замковая резьба Н-90, разработанная фирмой «Юз», с углом профиля 90° , менее подверженная повреждениям от удара при посадке резьбы. Для труб диаметрами 101,6 и 114,3 мм резьба Н-90 имеет конусность 1:6 и шаг 7,257 мм. Для труб диаметрами 60,3; 73,0 и 114,3 мм используется модифицированная резьба Н-90 с шагом 8,467 мм и конусностью 1:9,6.

Фирмой «Хайдрил» разработано замковое соединение со специальной резьбой и скошенными наружными и внутренними упорными торцами (рис. 7.4). Резьба с трапецидальным профилем, двухступенчатая, конусность 1:24.

Замковое соединение с двухступенчатой трапецидальной резьбой отличается высокой прочностью и обеспечивает быстрое свинчивание. Резьба стойка по отношению к ударам при посадке нипеля в муфту, так как удар воспринимается сразу двумя полными витками. Наличие внутренних и наружных упорных поверхностей, помимо предохранения резьбы от попадания глинистого раствора, значительно повышает допустимый крутящий момент, что позволяет уменьшить наружный диаметр или увеличить проходное отверстие замка при сохранении требуемых прочностных характеристик на скручивание.

Замковые соединения фирмы «Хайдрил» с двухступенчатой резьбой типа IF применяют для труб с высаженными наружу концами, типа SH — для труб с комбинированной посадкой и типа F — для труб с высаженными внутрь концами. Типы и основные размеры замковых соединений фирмы «Хайдрил» приведены в табл. 7.11.

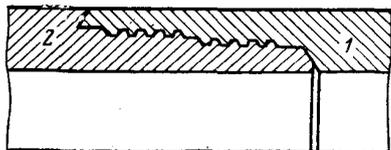


Рис. 7.4. Замковое соединение фирмы «Хайдрил» для бурильных труб:

1 — муфта; 2 — nipple

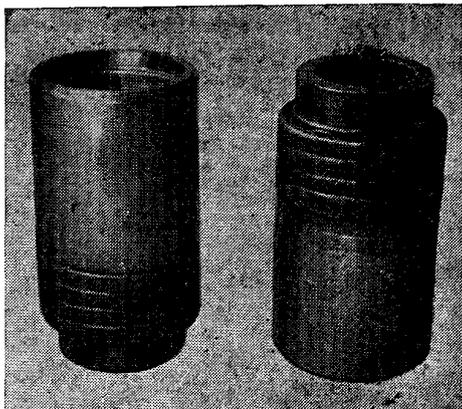


Рис. 7.5. Замки с поясками из твердого сплава

Таблица 7.11

Размеры замковых соединений для бурильных труб фирмы «Хайдрил» (мм)

Диаметр трубы	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка	Проходное отверстие	Шаг резьбы	Глубина резьбы	Растягивающая нагрузка, при которой напряжения в замке достигают предела текучести ² , кН	Рекомендуемый крутящий момент свинчивания, Н·м
60,3	IF	85,7	44,4	8,467	1,98	1710	5 200
	F1	61,9	25,4	6,350	1,98	920	2 200
73,0	IF	98,4	53,2	8,467	1,98	2045	7 300
	SH	85,7	44,4	8,467	1,98	1710	5 800
	F	74,6	27,0	6,350	1,98	1630	3 700
88,9	IF	114,3	68,3	8,467	1,98	2730	8 800
	SH	98,4	53,2	8,467	1,98	2050	7 300
	F	90,5	38,1	8,467	1,98	2060	5 800
101,6	SH	114,3	65,1	8,467	1,98	3015	8 800
	F	103,2	50,8	8,467	1,98	2640	7 300
114,3	IF	152,4	95,2	8,467	3,05	4560	15 500
	SH	127,0	68,3	8,467	3,05	3620	11 800
	F	115,9	60,3	8,467	1,98	3795	8 800

¹ Резьба одноступенчатая.

² Нагрузки определены при наименьшем пределе текучести 862 МПа.

Для защиты замков от износа наружный диаметр муфты армируют карбидом вольфрама (рис. 7.5).

Для увеличения износостойкости замковой резьбы и предохранения ее от задиrow и заеданий применяют покрытие медью, а также специальное фосфатирование резьбы.

Утяжеленные бурильные трубы

В зарубежной промышленности находят применение УБТ диаметром от 76,2 до 285,8 мм.

Для изготовления УБТ используют легированные, обычно хромомолибденовые стали (SAE 4140, 4142, 4145 и др.). Термическая обработка производится по всей длине. Механические свойства по стандарту 7 АНИ приведены в табл. 7.12.

Образцы для испытаний на растяжение вырезают из трубы в продольном направлении на расстоянии не более 0,9 м от торца. Ось образца должна находиться на расстоянии 25,4 мм от наружной поверхности трубы или в середине стенки, если толщина ее менее 50,8 мм.

Стандарт 7 АНИ предусматривает поставку УБТ диаметром 127 мм и менее длиной 9,14 м, а диаметром 152 мм и более — длиной 9,14 и 9,45 м.

Допустимое отклонение по длине трубы $\pm 0,15$ м. Некоторые фирмы предлагают УБТ длиной 12,80 и 13,26 м. Допуск на внутренний диаметр трубы +1,6 мм. Через проходное отверстие должна проходить оправка длиной 3,05 м и диаметром на 3,2 мм меньше номинального внутреннего диаметра трубы. Допуск на наружный

Таблица 7.12

Наружный диаметр УБТ, мм	Наименьший предел текучести $\sigma_{т\text{ min}}$, МПа	Наименьший предел прочности при растяжении $\sigma_{в\text{ min}}$, МПа	Наименьшее удлинение δ_5 , %
79,4—174,6	758	965	13
177,8—254,0	689	931	13

Таблица 7.13

Размеры резьбовых соединений, применяемых на УБТ по стандарту 7 АНИ (мм)

Типоразмер соединения	Обозначение профиля резьбы	Конусность	Средний диаметр в основной плоскости	Диаметр большого основания конуса выпеля	Диаметр конической лыточки муфты	Длина конуса выпеля
NC-23	V-0,038R	1:6	59,817	65,10	66,7	76,2
NC-35	V-0,038R	1:6	89,687	94,97	96,8	95,2
NC-44	V-0,038R	1:6	112,192	117,48	119,1	114,3
NC-56	V-0,038R	1:4	142,646	149,25	150,8	127,0
NC-61	V-0,038R	1:4	156,921	163,53	165,1	139,1
NC-70	V-0,038R	1:4	179,146	185,75	187,3	152,4
NC-77	V-0,038R	1:4	196,621	203,20	204,8	165,1
5 1/2 Reg	V-0,050	1:4	132,944	140,21	141,7	120,6
6 5/8 Reg	V-0,050	1:6	146,248	152,20	154,0	127,0
7 5/8 Reg	V-0,050	1:4	170,549	177,80	180,2	133,4
8 5/8 Reg	V-0,050	1:4	194,731	201,98	204,4	136,5

Примечание. Шаг резьбы равен 6,35 мм.

диаметр горячекатаных УБТ от +1,2 до +6,35 мм в зависимости от диаметра трубы. Кривизна трубы не должна превышать 0,52 мм на длине 1 м.

Стандартом 7 АНИ предусмотрено изготовление УБТ как с резьбой для замков к бурильным трубам, так и со специальными резьбовыми соединениями, основные параметры и размеры которых указаны в табл. 7.13.

Для УБТ диаметром более 120 мм применяется также замковая резьба Н-90 с углом профиля 90°.

Основные размеры применяемых в зарубежной практике УБТ круглого сечения и рекомендуемые наименьшие моменты свинчивания приведены в табл. 7.14.

Наименьшие крутящие моменты свинчивания определены по формуле, приведенной выше для замков, но при осевом напряжении в опасном сечении, равном 431 МПа. Нормальные моменты свинчивания на 10% выше наименьших, указанных в табл. 7.14. Резьбовая смазка для УБТ должна содержать по массе не менее 60% свинцового порошка или 40—60% цинкового порошка, в обоих случаях в смазке не должно быть более 0,3% серы.

Для повышения сопротивления усталости резьбового соединения рекомендуется применение зарезьбовых разгрузочных канавок, способствующих снижению знакопеременных напряжений в опасных сечениях резьбы.

Увеличение сопротивления усталости достигается также механическим упрочнением впадин резьбы и зарезьбовых разгрузочных канавок путем обкатки роликом.

Фирма VEW (бывш. «Шеллер-Блекман») для уменьшения опасности усталостных разрушений в замковом соединении изготавливает УБТ конструкции SBS-3W с проточенными на расстоянии примерно 1 м от торцов шейками, уменьшающих жесткость тела трубы, что способствует снижению знакопеременных напряжений в резьбе.

При опасности прихватов в скважине применяют УБТ со спиральными лысками. При снижении массы до 4% контактная поверхность по наружному диаметру трубы уменьшается приблизи-

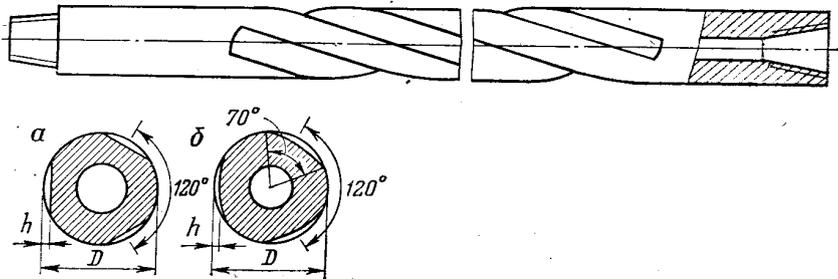


Рис. 7.6. Утяжеленная бурильная труба со спиральными лысками: а — для труб диаметром до 177,8 мм; б — для труб диаметром 181,0—304,8 мм

Таблица 7.14
Типоразмеры утяжеленных бурильных труб

Типоразмер соединений	Наружный диаметр УБТ, мм (дюймы)	Рекомендуемый наименьший крутящий момент свинчивания (в Н·м) при проходном отверстии трубы, мм (дюймы)**											
		25,4 (1")	31,8 (1 1/4")	38,1 (1 1/2")	44,4 (1 3/4")	50,8 (2")	57,2 (2 1/4")	63,5 (2 1/2")	71,4 (2 13/16")	76,2 (3")	82,6 (3 1/4")	88,9 (3 1/2")	95,2 (3 3/4")
NC-23	76,2 (3")	3400	3 400*	3 400									
	79,4 (3 1/2")	4500	4 500	3 500									
	82,6 (3 1/4")	5400	4 600	3 500									
NC-31 (2 7/8 IF)	88,9 (3 1/2")		6 200	6 200*	5 000								
	95,2 (3 3/4")		7 500	6 400	5 000								
NC-31 (2 7/8 IF)	98,4 (3 7/8")		6 200	6 200	6 200	6 200							
	104,8 (4 1/8")		9 900	9 900	9 900	9 200*							
	108,0 (4 1/4")		11 900	11 900	11 000	9 200							
	114,3 (4 1/2")		13 600	12 600	11 000	9 200							
NC-35	114,3 (4 1/2")				12 100	12 100	12 100	10 000					
	120,6 (4 3/4")				16 400	14 600*	12 500	10 000					
	127,0 (5")				16 400	14 600	12 500	10 000					
NC-38 (3 1/2 IF)	120,6 (4 3/4")				13 400	13 400	13 400	13 400	11 200				
	127,0 (5")				18 700	18 700	17 300*	14 800	11 200				
	133,4 (5 1/4")				21 700	19 800	17 300	14 800	11 200				
	139,7 (5 1/2")				21 700	19 800	17 300	14 800	11 200				
NC-40 (4 FH)	127,0 (5")				14 600	14 600	14 600	14 600	14 600				
	133,4 (5 1/4")				20 500	20 500	20 500	20 100	16 400				
	139,7 (5 1/2")				26 700	25 200	22 900	20 100	16 400				
	146,0 (5 3/4")				27 700	25 200	22 900	20 100	16 400				
	152,4 (6")				27 700	25 200	22 900	20 100	16 400				
NC-44	146,0 (5 3/4")					27 900	27 900	27 900	24 400				
	152,4 (6")					33 900	31 600*	28 700	24 400*				
	158,8 (6 1/4")					33 900	31 600	28 700	24 400				
	165,1 (6 1/2")					33 900	31 600	28 700	24 400				

(4 1/2 FH)

139,7 (5 1/2")
 146,0 (5 3/4")
 152,4 (6")
 158,8 (6 1/4")
 165,1 (6 1/2")

17 500 17 500 17 500 17 500 17 500
 24 300 24 300 24 300 24 300 24 000
 31 600 31 600 30 900 26 800 24 000
 36 600 33 900 30 900 26 800 24 000
 36 600 33 900 30 900 26 800 24 000

NC-46(4 IF)

146,0 (5 3/4")
 152,4 (6")
 158,8 (6 1/4")
 165,1 (6 1/2")
 171,5 (6 3/4")

23 900 23 900 23 900 23 900
 31 400 31 400 30 100 27 400
 38 000 34 600 30 100* 27 400
 38 000* 34 600 30 100* 27 400
 38 000* 34 600 30 100 27 400

NC-50(4 1/2 IF)

158,8 (6 1/4")
 165,1 (6 1/2")
 171,5 (6 3/4")
 177,8 (7")
 184,2 (7 1/4")

30 900 30 900 30 900 30 900 30 900
 40 000 40 000 40 000 40 000 35 900
 48 800 48 100 43 400 40 700 35 900
 51 500* 48 100 43 400* 40 700 35 900
 51 500 48 100 43 400 40 700 35 900

5 1/2 Reg

171,5 (6 3/4")
 177,8 (7")
 184,2 (7 1/4")
 190,5 (7 1/2")

42 700 42 700 42 700 42 700
 52 900 52 900 48 800 45 400
 56 900 53 600 48 800 45 400
 56 900 53 600 48 800 45 400

(5 1/2 FH)

177,8 (7")
 184,2 (7 1/4")
 190,5 (7 1/2")
 196,8 (7 3/4")

44 100 44 100 44 100 44 100
 54 900 54 900 54 900 54 900
 66 400 63 700 61 000 56 300
 69 200 63 700 61 000 56 300

NC-56

184,2 (7 1/4")
 190,5 (7 1/2")
 196,8 (7 3/4")
 203,2 (8")

54 200 54 200 54 200 54 200
 65 800 65 100 61 000 56 900
 69 200 65 100* 61 000 56 900
 69 200 65 100* 61 000 56 900

6 5/8 Reg

190,5 (7 1/2")
 196,8 (7 3/4")
 203,2 (8")
 209,6 (8 1/4")

62 400 62 400 62 400 62 400
 74 600 71 900 67 800 63 700
 77 300 71 900 67 800 63 700
 77 300 71 900* 67 800 63 700

Типоразмер соединений	Наружный диаметр УБТ, мм (дюймы)	Рекомендуемый наименьший крутящий момент свинчивания (в Н·м) при проходном отверстии трубы, мм (дюймы)**											
		25,4 (1")	31,8 (1 1/4")	38,1 (1 1/2")	44,4 (1 3/4")	50,8 (2")	57,2 (2 1/4")	63,5 (2 1/2")	71,4 (2 13/16")	76,2 (3")	82,6 (3 1/4")	88,9 (3 1/2")	95,2 (3 3/4")
NC-61	203,2 (8")							73 200	73 200	73 200	73 200		
	209,6 (8 1/4")							86 800	86 800	86 800	82 700		
	215,9 (8 1/2")							97 600	92 200	88 100	82 700		
	222,2 (8 3/4")							97 600	92 200	88 100	82 700		
	228,6 (9")							97 600	92 200*	88 100	82 700		
NC-70	228,6 (9")								101 700	101 700	101 700	101 700	101 700
	235,0 (9 1/4")								119 300	119 300	119 300	119 300	119 300
	241,3 (9 1/2")								136 900	136 900	135 600	128 800	122 000
	247,6 (9 3/4")								145 100	142 400*	135 600	128 800	122 000
	254,0 (10")								145 100	142 400	135 600	128 800	122 000
	260,4 (10 1/4")								145 100	142 400	135 600	128 800	122 000
NC-77	254,0 (10")									145 100	145 100	145 100	145 100
	260,4 (10 1/4")									165 400	165 400	165 400	165 400
	266,7 (10 1/2")									187 100	187 100	180 300	173 500
	273,0 (10 3/4")									193 900	187 100	180 300	173 500
	279,4 (11")									193 900*	187 100	180 300	173 500
7 5/8 Reg	215,9 (8 1/2")									81 400	81 400	81 400	81 400
	222,2 (8 3/4")									96 300	96 300	96 300	96 300
	228,6 (9")									112 500	112 500	107 100	100 300
	235,0 (9 1/4")									119 300	112 500	107 100	100 300
	241,3 (9 1/2")									119 300*	112 500	107 100	100 300
8 5/8 Reg	254,0 (10")									146 400	146 400	146 400	146 400
	260,4 (10 1/4")									166 800	166 800	166 800	166 800
	266,7 (10 1/2")									188 500	181 700	174 900	166 800

* Типоразмеры УБТ предусмотрены стандартом 7 АНИ.

** Нормальный крутящий момент свинчивания на 10% больше наименьшего момента, указанного в таблице.
В скобках приведены устаревшие типоразмеры резьбовых соединений.

Таблица 7.15

Размеры УБТ со спиральными лысками (мм)

Наружный диаметр трубы D	Глубина лыски h	Шаг спирали
92,4 и менее	4,0	915
101,6—111,1	4,8	915
114,3—130,2	5,6	965
133,4—146,0	6,4	1067
149,2—161,9	7,1	1067
165,1—177,8	7,9	1168
181,0—200,0	8,7	1626
203,2—225,4	9,5	1727
228,6—250,8	10,3	1829
254,0—276,2	11,1	1930
279,4—304,8	11,9	2031

тельно на 40%. Длина свободного от лысок конца УБТ со стороны муфтовой части составляет 460—610 мм, а со стороны ниппельной 300—460 мм. Основные размеры и форма спиральных лысок на УБТ приведены на рис. 7.6 и табл. 7.15.

Раздел II

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

ГЛАВА 8

СОРТАМЕНТ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Трубы обсадные и муфты к ним

Трубы обсадные и муфты к ним изготавливаются по ГОСТ 632—80. Стандарт предусматривает изготовление труб по точности и качеству двух исполнений (А и Б).

Размеры и масса труб и муфт к ним должны соответствовать указанным на рис. 8.1 и в табл. 8.1 для соединений с короткой треугольной резьбой, на рис. 8.1 и в табл. 8.2 для соединений с удлиненной треугольной резьбой, на рис. 8.1 и в табл. 8.3 для соединений с трапецидальной резьбой ОТТМ, на рис. 8.2 и в табл. 8.4 для высокогерметичных соединений ОТТГ и на рис. 8.3 и в табл. 8.5 для безмуфтовых раструбных соединений ТБО.

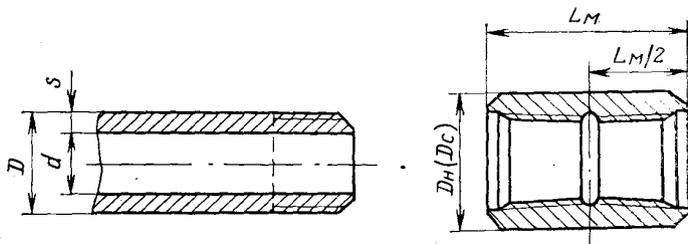


Рис. 8.1. Обсадные трубы с короткой, удлиненной и трапецидальной резьбой и муфты к ним

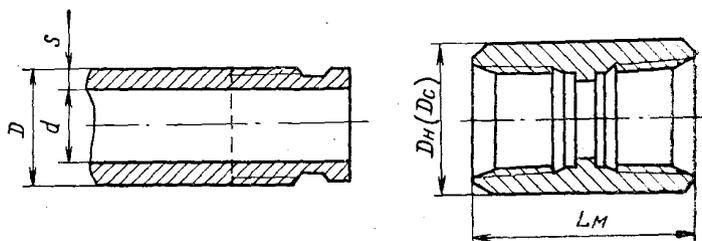


Рис. 8.2. Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями ОТТГ

Таблица 8.1

Размеры труб с короткой треугольной резьбой и муфты к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр D_n	Длина L , мм	Масса, кг
114	114,3	5,2	103,9	14,0	127,0 (133,0)	158	3,7 (5,2)
		5,7	102,9	15,2			
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
127	127,0	5,6	115,8	16,7	141,3 (146,0)	165	4,6 (6,3)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159,0)	171	5,2 (7,0)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166,0	177	8,0
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	184	9,1
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			
178	177,8	5,9	166,0	24,9	194,5 (198,0)	184	8,3 (10,0)
		6,9	164,0	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	190	12,2
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,9			
		12,7	168,3	56,7			
219	219,1	6,7	205,7	35,1	244,5	199	16,2
		7,7	203,7	40,2			

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса l м, кг	Наружный диаметр D_n	Длина L , м	Масса, кг
219	219,1	8,9	201,3	46,3	244,5	196	16,2
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	71,5			
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	196	17,9
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
273	273,1	7,1	258,9	46,5	298,5	203	20,7
		8,9	255,3	57,9			
		10,2	252,7	65,9			
		11,4	250,3	73,7			
		12,6	247,9	80,8			
		13,8	245,5	88,5			
		15,1	242,9	96,1			
		16,5	240,1	104,5			
299	298,5	8,5	281,5	60,5	323,9	203	22,5
		9,5	279,5	67,9			
		11,1	276,3	78,3			
		12,4	273,7	87,6			
		14,8	268,9	103,5			
324	323,9	8,5	306,9	66,1	351,0	203	23,4
		9,5	304,9	73,6			
		11,0	301,9	84,8			
		12,4	299,1	95,2			
		14,0	295,9	106,9			
340	339,7	8,4	322,9	68,5	365,1	203	25,5
		9,7	320,3	78,6			
		10,9	317,9	88,6			
		12,2	315,3	98,5			
		13,1	313,5	105,2			
		14,0	311,7	112,2			
		15,4	308,9	123,5			
351	351,0	9,0	333,0	75,9	376,0	229	29
		10,0	331,0	84,1			
		11,0	329,0	92,2			
		12,0	327,0	100,3			

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса l м, кг	Наружный диаметр D_n	Длина L м	Масса, кг
377	377,0	9,0	359,0	81,7	402,0	229	31,0
		10,0	357,0	90,5			
		11,0	355,0	99,3			
		12,0	353,0	108,0			
406	406,4	9,5	387,4	93,2	431,8	228	35,9
		11,1	384,2	108,3			
		12,6	381,2	122,1			
		16,7	373,0	160,1			
426	426,0	10,0	406,0	102,7	451	229	37,5
		11,0	404,0	112,6			
		12,0	402,0	122,5			
473	473,1	11,1	450,9	125,9	508,0	228	54,0
508	508,0	11,1	485,8	136,3	533,4	228	44,6
		12,7	482,6	155,1			
		16,1	475,8	195,6			

Примечание. Если значения наружного диаметра и массы муфт для исполнения А и Б отличаются, то для исполнения Б эти значения проставлены в скобках (табл. 8.1—8.4).

Таблица 8.2

Размеры труб с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса l м, кг	Наружный диаметр D_n	Длина L м	Масса, кг
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
		10,2	93,9	26,7			
127	127	6,4	114,2	19,1	141,3 (146,0)	196	5,7 (7,0)
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
		10,7	105,6	30,7			

Продолжение табл. 8.2

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр D_n	Длина L м	Масса, кг
140	139,7	7,0	125,7	22,9	153,7 (159)	203	6,4 (8,5)
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	7,0	132,1	24,0	166,0	215	9,7
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	222	11,3
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
178	177,8	8,1	161,6	33,7	194,5 (198,0)	228	10,7 (12,4)
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
194	193,7	12,7	152,4	51,5	215,9	235	15,5
		13,7	150,4	55,5			
		15,0	148,0	60,8			
		8,3	177,1	38,1			
219	219,1	9,5	174,7	43,3	244,5	254	21,6
		10,9	171,9	49,2			
		12,7	168,3	56,7			
		15,1	163,5	66,5			
245	244,5	8,9	201,3	46,3	269,9	266	25,3
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	71,5			
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
		13,8	216,9	78,7			
		15,9	212,7	89,5			

Таблица 8.3

Размеры труб с трапецидальной резьбой и муфты к ним — ОТГМ (мм)

Условный диаметр трубы	Трубы				Муфты				
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр		Длина L , м	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_0
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127 (133)	123,8	170	4 (5,6)	3,0
		7,4	99,5	19,4					
		8,6 10,2	97,1 93,9	22,3 26,7					
127	127,0	6,4	114,2	19,1	141,3 (146)	136,5	174	4,8 (6,6)	3,3
		7,5	112,0	22,1					
		9,2 10,7	108,6 105,6	26,7 30,7					
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159)	149,2	182	5,3 (7,3)	4,1
		7,0	125,7	22,9					
		7,7 9,2 10,5	124,3 121,3 118,7	25,1 29,5 33,6					
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166	156	182	7,9	4,4
		7,0	132,1	24,0					
		7,7 8,5 9,5 10,7	130,7 129,1 127,1 124,7	26,2 28,8 32,0 35,7					
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	177,8	190	9,5	4,8
		8,0	152,3	31,6					
		8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	35,1 41,2 46,5					
178	177,8	6,9	164,0	29,1	194,5 (118,0)	187,3	198	8,6 (10,5)	5,3
		8,1	161,6	33,7					
		9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	159,4 157,0 154,8 152,4 150,4 147,8	38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8					
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		8,3	177,1	38,1					
		9,5	174,7	43,3					

Условный диаметр трубы	Трубы				Муфты				
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса l м, кг	Наружный диаметр		Длина L м	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_C
194	193,7	10,9	171,9	49,2	215,9	206,4	206	13,4	8,0
		12,7	168,3	56,7					
		15,1	163,5	66,5					
219	219,1	7,7	203,7	40,2	244,5	231,8	218	18,0	9,6
		8,9	201,3	46,3					
		10,2	198,7	52,3					
		11,4	196,3	58,5					
		12,7	193,7	64,6					
14,2	190,7	71,5							
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	257,2	218	19,9	10,7
		8,9	226,7	51,9					
		10,0	224,5	58					
		11,1	222,3	63,6					
		12,0	220,5	68,7					
		13,8	216,9	78,7					
15,9	212,7	89,5							
273	273,1	8,9	255,3	57,9	298,5	285,8	218	22,2	12,0
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					
299	298,5	9,5	279,5	67,9	323,9	—	218	24,1	—
		11,1	276,3	78,3					
		12,4	273,7	87,6					
324	323,9	14,8	268,9	103,5	351,0	—	218	25,1	—
		8,5	306,9	66,1					
		9,5	304,9	73,6					
		11,0	301,9	84,8					
		12,4	299,1	95,2					
14,0	295,9	106,9							
340	339,7	9,7	320,3	78,6	365,1	—	218	27,3	—
		10,9	317,9	88,6					
		12,2	315,3	98,5					
		13,1	313,5	105,2					
		14,0	311,7	112,2					
		15,4	308,9	123,5					

Примечание. Муфты специальные с уменьшенным наружным диаметром D_C изготавливаются только исполнения А (табл. 8.3 и 8.4)

Таблица 8.4

Размеры труб с высокогерметичными соединениями и муфты к ним — ОТТГ (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр		Длина L_M	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_C
114	114,3	8,6 10,2	97,1 93,9	22,3 26,7	127,0 (133,0)	123,8	205	4,8 (6,8)	3,9
127	127,0	9,2 10,7	108,6 105,6	26,7 30,7	141,3 (146)	136,5	210	5,8 (7,9)	4,4
140	139,7	9,2 10,5	121,3 118,7	29,5 33,6	153,7 (159,0)	149,2	218	7,0 (9,1)	5,0
146	146,1	8,5 9,5 10,7	129,1 127,1 124,1	28,8 32,0 35,7	166,0	156,0	218	9,5	5,2
168	168,3	8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	35,1 41,2 46,5	187,7	177,8	225	11,3	6,2
178	177,8	9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	159,4 157,0 154,8 152,4 150,4 148,0	38,2 42,8 47,2 51,5 55,5 60,8	194,5 (198,0)	187,3	234	10,6 (13,9)	6,8
194	193,7	9,5 10,9 12,7 15,1	174,7 171,9 168,3 163,5	43,3 49,2 56,7 66,5	215,9	206,4	242	15,7	9,4
219	219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	244,5	231,8	254	21,6	11,9
245	244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8 15,9	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9 212,7	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7 89,5	269,9	257,2	254	23,9	13,2

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр		Длина L_M	Масса, кг	
					D_H	D_C		D_H	D_C
273	273,1	8,9	255,3	57,9	298,5	285,8	254	26,7	14,8
		10,2	252,7	65,9					
		11,4	250,3	73,7					
		12,6	247,9	80,8					
		13,8	245,5	88,5					
		15,1	242,9	96,1					
		16,5	240,1	104,5					

Таблица 8.5

Размеры труб безмуфтовые раструбные — ТБО (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр высаженой части раструбного конца $D_B \pm 0,5$	Длина высаженой части раструбного конца $l_B \text{ min}$	Масса 1 м, кг	Уменьшение массы одной трубы, обусловленное отделкой концов, кг
127	127,0	9,2	108,6	136	104	22,0	0,2
		10,7	105,6			26,7	0,6
140	139,7	9,2	121,3	149	108	29,5	0,5
		10,5	118,7			33,6	0,8
146	146,1	8,5	129,1	156	108	28,8	0,1
		9,5	127,1			32,0	0,4
		10,7	124,7			35,7	0,7
168	168,3	8,9	150,5	178	112	35,1	0,0
		10,6	147,1			41,2	0,5
		12,1	144,1			46,5	1,1
178	177,8	9,2	159,4	187	116	38,2	0,7
		10,4	157,0			42,8	1,1
		11,5	154,8			47,2	1,6
		12,7	152,4			51,5	2,2
		13,7	150,4			55,5	2,6
15,0	148,0	60,8	2,8				
194	193,7	9,5	174,7	206	120	43,3	0,0
		10,9	171,9			49,2	0,7
		12,7	168,3			56,7	1,6
		15,1	163,5			66,5	2,8

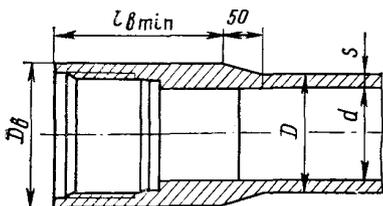


Рис. 8.3. Обсадные трубы безмуфтовые, раструбные ТБО

Трубы исполнения А и Б должны изготавливаться длиной 9,5—13 м. Допускается поставка труб длиной 8—9,5 м до 20% и длиной 5—8 м до 10% от партии.

Предельные отклонения по размерам и массе труб и муфт следующие.

По наружному диаметру труб, %:	
всех условных диаметров исполнения А	$\pm 0,75$
с условным диаметром ≤ 219 мм исполнения Б	± 1
с условным диаметром > 219 мм исполнения Б	$\pm 1,25$
По толщине стенки, %	$-12,5$
(плюсовые отклонения ограничиваются массой трубы)	
По наружному диаметру муфт:	
нормальных, %	± 1 (но не более ± 3 мм)
специальных, мм	$+0,8$
	$-0,4$
По длине муфт, мм	$\pm 3,0$
По массе, %:	
для отдельной трубы исполнения А	$+6,5$
	$-3,5$
для партии труб (массой не менее 20 т) исполнения А	$-1,75$
для отдельной трубы исполнения Б	$+8,0$
	$-6,0$

Не допускается овальность труб исполнения Б, превышающая 0,8 предельного отклонения по наружному диаметру, за исключением мест ремонта. Общая изогнутость всей трубы (стрела прогиба), замеренная на середине трубы, не должна быть более $1/2000$ длины трубы. На концевых участках, равных одной трети длины трубы, изогнутость не должна превышать более 1,3 мм на 1 м длины.

Условное обозначение трубы включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, толщину стенки.

Например, ОТТМ 219×10,2 — Д ГОСТ 632—80;
219×10,2 — К ГОСТ 632—80.

Условное обозначение муфт включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, вид муфты.

Например, ОТТМ 219×10,2 — Д ГОСТ 632—80;
245-Д ГОСТ 632—80.

Технические требования

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песчин. До-

Таблица 8.6

Механические свойства стали

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление σ_B , МПа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести σ_T , МПа: не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
не более	551	—	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Примечание. Значения показателей механических свойств, взятые в скобках, относятся к исполнению Б.

пускаются вырубка и зачистка указанных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускаются.

Трубы и муфты должны изготавливаться из стали одной и той же группы прочности, указанной в табл. 8.6.

Трубы и муфты к ним группы прочности К и выше должны быть подвергнуты термической или термомеханической обработке.

Расстояние между параллельными плоскостями при испытании труб на сплющивание не должно быть более указанного в табл. 8.7.

Для труб групп прочности М, Р, Т нормы на сплющивание устанавливаются по соглашению сторон. Резьба и уплотнительные конические расточки муфт должны быть оцинкованы или фосфатированы.

Каждая труба с треугольной резьбой, ОТТМ и ОТТГ должна быть снабжена муфтой, закрепленной на муфтонаверточном станке на одном из ее концов. При свинчивании труб с муфтами должна применяться смазка или другие уплотнители, обеспечивающие герметичность соединения и предохраняющие его от задиоров и коррозии. Наружная поверхность трубы и муфты по требованию потребителя должна быть окрашена.

Таблица 8.7

Расстояние между параллельными плоскостями при сплющивании

Группа прочности стали	Отношение диаметра к толщине стенки труб D/s	Расстояние между параллельными плоскостями, мм
Д	≥ 16	0,65D
К Е		0,70D
Л		0,75D
Д	< 16	(0,98—0,02 D/s) D
К Е		(1,18—0,03 D/s) D
Л		(1,23—0,03 D/s) D

Трубы должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением. Определение величины испытательных давлений дано в гл. 12.

Резбовые соединения

Резьба треугольного профиля

Форма и размеры (в мм) профиля резьбы труб и муфт с треугольной резьбой приведены ниже и на рис. 1.11.

Шаг резьбы P , мм	3,175
Высота исходного профиля H , мм	2,750
Высота профиля h_1 , мм	$1,810^{+0,05}_{-0,10}$
Рабочая высота профиля h , мм	1,734
Угол профиля α , градус	60
Угол наклона стороны профиля $\alpha/2$	$30^\circ \pm 1'15''$
Радиус закругления; мм:	
вершины профиля r	$0,508^{+0,045}$
впадины профиля r_1	$0,432^{-0,045}$
Зазор z , мм	0,076
Угол наклона ϕ	$1^\circ 47' 24''$
Конусность $2 \operatorname{tg} \phi$	1:16

Размеры соединений с треугольной резьбой (короткой и длинной) приводятся на рис. 8.4 и в табл. 8.8 и 8.9. Предельные отклонения даны в табл. 8.10.

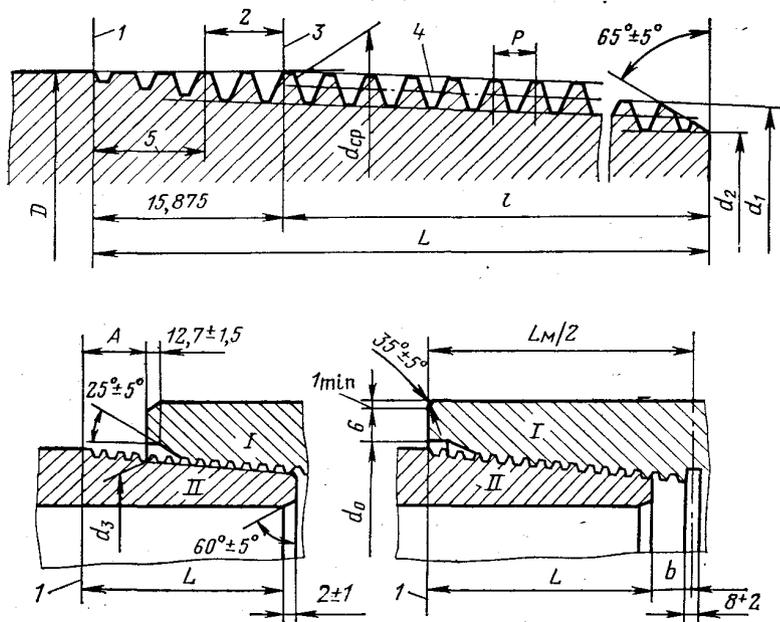


Рис. 8.4. Размеры соединений с треугольной резьбой:

1 — конец сбега резьбы; 2 — витки со срезанными вершинами; 3 — основная плоскость; 4 — линия среднего диаметра; 5 — сбег резьбы (10 тах); I — муфта; II — труба

Таблица 8.8

Соединения труб с короткой треугольной резьбой и муфт к ним. Размеры, мм

1	2	3	4	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы		9	Диаметр цилиндрической выточки d_0		Ширина торцевой плоскости муфты B min		14	15	16
				5	6	7	8		10	11	12	13			
Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d ср	наружный d_1	внутренний d_2	общая (до конца сбега) $L \pm 0,2$ мм	до основной плоскости (с полым профилем) l	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	номинальный	предельное отклонение	Исполнение А	Исполнение Б	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при сращивании A	Расстояние от торца трубы до середины муфты в закрепленном соединении b	Накат резьбы трубы A_T
114	114,3	5,2	112,566	112,105	108,485	51,0	35,125	111,230	116,7		3,0	6,0	9,5		
114	114,3	5,7—8,6	112,566	111,136	107,516	66,5	50,625	111,230	116,7						
127	127,0	5,6	125,266	124,023	120,403	63,5	47,625	123,930	129,4		4,0	6,0			
127	127,0	6,4—9,2	125,266	123,617	119,997	70,0	54,125	123,930	129,4						
140	139,7	6,2—10,5	137,966	136,130	132,510	73,0	57,125	136,630	142,1	+0,8	3,5	6,0			
146	146,1	6,5—10,7	144,316	142,292	138,672	76,0	60,125	142,980	148,1						
168	168,3	6,5—12,1	166,541	164,298	160,678	79,5	63,625	165,205	170,7		6,0	6,0			
178	177,8	5,9	176,066	175,011	171,391	60,5	44,625	174,730	180,2						
178	177,8	6,9—13,7	176,066	173,823	170,203	79,5	63,625	174,730	180,2		4,5 6,5	6,5			
194	193,7	7,6—12,7	191,941	189,511	185,891	82,5	66,625	190,512	196,1						
219	219,1	6,7	217,341	215,317	211,697	76,0	60,125	215,912	221,5		7,5	6,5			
219	219,1	7,7—14,2	217,341	214,723	211,103	85,5	69,625	215,912	221,5						
245	244,5	7,9—13,8	242,741	240,123	236,503	85,5	69,625	241,312	246,9		8,5	6,5			
273	273,1	7,1	271,316	269,667	266,047	70,0	54,125	269,887	275,5						
273	273,1	8,9—16,5	271,316	268,480	264,860	89,0	73,125	269,887	275,5		+1,5	8,5			
299	298,5	8,5—14,8	296,716	293,880	290,260	89,0	73,125	295,287	300,9						
324	323,9	8,5—14,0	322,116	319,280	315,660	89,0	73,125	320,687	326,3		9,0	6,5			
340	339,7	8,4—15,4	337,991	335,155	331,535	89,0	73,125	336,562	342,1						
406	406,4	9,5—16,7	404,666	401,048	397,428	101,5	85,625	403,237	408,8		8,5	6,5			
473	473,1	11,1	471,341	467,723	464,103	101,5	85,625	469,912	475,5						
508	508,0	11,1—16,1	506,266	502,648	499,082	101,5	85,625	504,837	510,4		13,0	6,5			
											8,5		12,5	3,2	

Примечание. Резьбовые соединения труб диаметрами 351, 377 и 426 мм выполняются по ТУ 14-3-760—78.

Цилиндрическую выточку у торца муфты разрешается выполнять конической, образующая которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр выточки должен быть равен d_0 .

Минимальную толщину стенки под резьбой в плоскости торца вычисляют по формуле

$$t = 0,875s - 0,5 \times (\Delta D - d_2),$$

где Δ — коэффициент, учитывающий величину верхнего предельного отклонения наружного диаметра труб: $\Delta = 1,0075$ для труб исполнения А и 1,01 для труб до 219 мм исполнения Б и 1,0125 для труб свыше 219 мм.

Наименьшая толщина t под резьбой в плоскости торца трубы должна быть $> 1,5$ мм для труб исполнения А и Б.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен величине $A \pm 3,2$ мм. Допускается подбор муфт и концов труб по натягу.

После свинчивания труб и муфт на станке торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе (предельные отклонения $\pm 3,2$ мм).

Таблица 8.9
Соединения труб с удлиненной треугольной резьбой и муфт к ним. Размеры, мм

Условный диаметр	Наружный диаметр	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_p	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_2	Диаметр цилиндрической выточки d_0		Ширина торцевой плоскости B		Расстояние от торца муфты до начала сбега резьбы на трубе при свинчивании (на-тр.) А	Расстояние от торца муфты до середины трубы в закреплении b	Натяг резьбы А
			наружный d_1	внутренний	общая (по конуса сбега) $L \pm 3,2$ мм	по основной плоскости с профилем l		номиналь-ный	предель-ное откло-нение	Исполнение А	Исполнение Б			
114	114,3	112,566	110,542	106,922	76,0	60,125	111,230	116,7		3,0				6,3
127	127,0	125,266	122,648	119,028	85,5	69,625	123,930	129,4		4,0				12,3
140	139,7	137,966	135,130	131,510	89,0	73,125	136,630	142,1		3,5				12,8
146	146,1	144,316	141,105	137,485	95,0	79,125	142,980	148,4		6,5				15,8
168	168,3	166,541	163,111	159,491	98,5	82,625	165,205	170,7	+0,8	6,0			12,5	15,8
178	177,8	176,066	172,448	168,829	101,5	85,625	174,730	180,2		4,5 6,5				18,8
194	193,7	191,941	183,105	184,485	105	89,125	190,512	196,1		7,5				19,3
219	219,1	217,341	212,911	209,291	114,5	98,625	215,912	221,5		8,5				25,8
245	244,5	242,741	237,936	234,316	120,5	104,625	241,312	246,9	+1,5	11,0				31,8

Таблица 8.10

Предельные отклонения треугольной резьбы (мм)

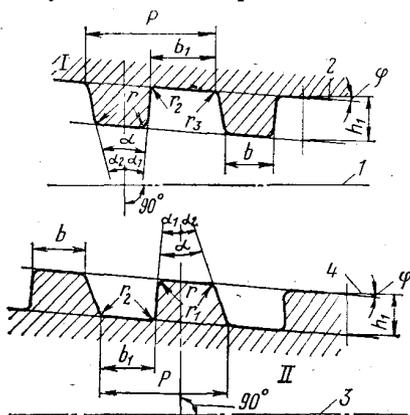
Шаг резьбы		Конусность резьбы на длине 100 мм	
на длине 25,4 мм	на всей длине резьбы с полным профилем	трубы	муфты
$\pm 0,075$	$\pm 0,150$	+0,36 -0,22	+0,22 -0,36

Таблица 8.11

Размеры профиля резьбы (мм)

Параметр резьбы	Норма
Шаг резьбы P	5,08
Высота профиля h_1	$1,60 \pm 0,03$
Угол профиля α	13°
Угол наклона стороны профиля α_1	$3^\circ \pm 1$ (исполнение А) $\pm 1^\circ 30'$ (исполнение Б)
α_2	$10^\circ \pm 1^\circ$ (исполнение А) $\pm 1^\circ 30'$ (исполнение Б)
Ширина:	
вершины профиля b	2,29
впадины профиля b_1	$2,43^{+0,05}$
Радиус округления профиля	
r	$0,20^{+0,05}$
r_1	$0,80^{+0,05}$
r_2	$0,20_{-0,05}$
r_3	$0,80_{-0,05}$
Угол наклона φ	$1^\circ 47' 24''$
Конусность $2tg\varphi$	1 : 16

Резьба трапецидального профиля. Форма и размеры (мм) профиля резьбы трубы ОТТМ и муфт к ним должны соответствовать указанному на рис. 8.5 и в табл. 8.11.



Размеры резьбовых соединений ОТТМ должны соответствовать приведенным на рис. 8.6 и в табл. 8.12.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен 14 ± 3 мм.

Рис. 8.5. Профиль резьбы трубы ОТТМ, ОТТГ, и ТБО:

1 — ось резьбы муфты; 2 — линия параллельная оси резьбы муфты; 3 — ось резьбы трубы; 4 — линия, параллельная оси трубы; I — муфта; II — труба

Таблица 8.12

Соединения труб с трапецидальной резьбой и муфт к ним — ОТТМ

Размеры, мм

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Внутренний диаметр резь- бы в основ- ной плоскости $d_{вн}$	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы		Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр фаски в плоскости торца муфты $d_0+1,0$	Длина резьбы с полным профилем l , min	Ширина торцевой плоскости муфты	
			наружный d_1	внутренний d_2	общая (до конца сбега резьбы) $L_{\pm 2}$	до основной плоскости (с полным про- филем) l				Исполнение А	Исполнение Б
114	114,3	111,100	111,675	108,475	74	42	112,225	116,5	76	3,0	
127	127,0	123,800	124,250	121,050	76	44	124,925	129,2	78	4,0	6,0
140	139,7	136,500	136,700	133,500	80	48	137,625	141,9	82	3,5	
146	146,1	142,850	143,050	139,850	80	48	143,975	148,3	82	6,5	
168	168,3	165,075	165,025	161,825	84	52	166,200	170,5	86	6,0	
178	177,8	174,600	174,300	171,100	88	56	175,725	180,0	90	4,5	6,5
194	193,7	190,475	189,925	186,725	92	60	191,600	195,9	94	7,5	
219	219,1	215,875	214,950	211,750	98	66	217,000	221,3	100	9	
245	244,5	241,275	240,350	237,150	98	66	242,400	246,7	100	8,5	
273	273,1	269,850	268,925	265,725	98	66	270,975	275,3	100	9,5	
299	298,5	295,250	294,325	291,125	98	66	296,375	300,7	100	8,5	
324	323,9	320,650	319,725	316,525	98	66	321,775	326,1	100	9,5	
340	339,7	336,525	335,600	332,400	98	66	337,650	342,0	100	8,5	

Таблица 8.13

Предельные отклонения резьбы труб ОТТМ (мм)

Исполнение	Шаг резьбы		Конусность резьбы на длине 100 мм	
	на длине 25,4 мм	на всей длине резьбы с полным профилем	трубы	муфты
А	±0,05	±0,10	+0,25	-0,25
Б			+0,30	+0,20
			-0,20	-0,30

После свинчивания на станке торец муфты должен совпадать или не доходить до конца сбега резьбы не более чем на 5 мм.

Предельные отклонения от номинальных размеров резьбы даны в табл. 8.13.

Для обеспечения высокой герметичности обсадных колонн используются трубы с соединениями ОТТГ. Форма и размеры профиля резьбы должны соответствовать указанным на рис. 8.5 и в табл. 8.11. Размеры соединений ОТТГ должны соответствовать

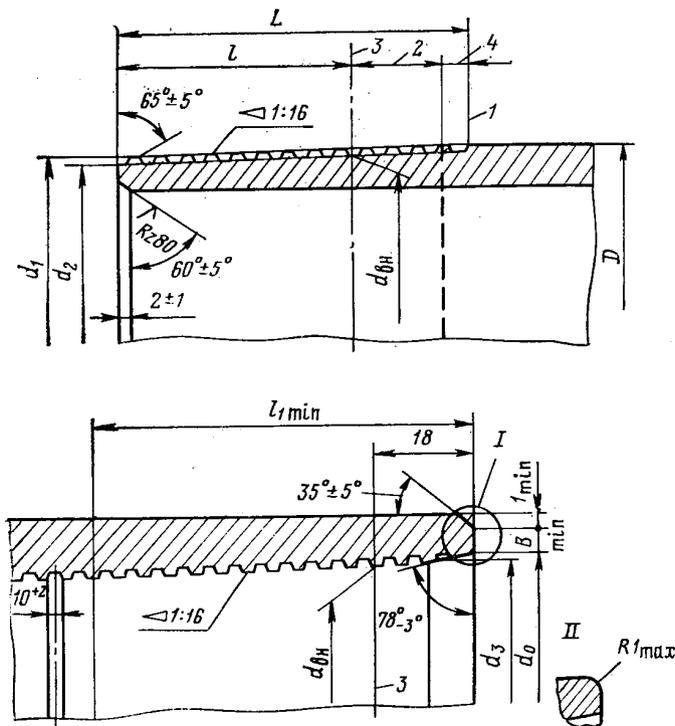


Рис. 8.6. Размеры резьбовых соединений труб ОТТМ:

1 — конец сбега резьбы; 2 — витки со срезанными вершинами; 3 — основная плоскость; 4 — сбега резьбы (10 max); I — для нормальных муфт; II — для специальных муфт

Таблица 8.14
 Высокогерметичные соединения труб и муфт к ним — ОТТГ и труб безмуфтовых раструбных ТБО (размеры, мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Труба ОТТГ и nipple'ный конец трубы ТБО				Муфты ОТТГ и раструбный конец трубы ТБО											
			Наружный диаметр резьбы в плоскости торца d_1	Диаметр удлинительного конического пояса в плоскости торца d_2	Расстояние от торца до конца сбега резьбы L_{-1}	Расстояние от торца до основной плоскости l	Диаметр удлинительной конической расточки в расчетной плоскости $d_{удл}$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_3	Диаметр фаски в плоскости торца $d_{1,1'0}$	Внутренний диаметр $d_{вн} + 0,5 - 1,0$	Расстояние от торца до упорного уступа $L_1 + 1$	Расстояние от торца до расчетной плоскости l_1	Длина резьбового конуса $l_{2-1,0}$	Длина резьбы с полным профилем l_{3min}	Ширина торцевой плоскости			
																	исполнение А	исполнение В
114	114,3	111,100	110,175	106,375	98	66	106,425	112,475	116,5	97	96	88	82	72		3,0		
127	127,0	123,800	122,750	118,950	100	68	119,000	125,175	129,2	110	98	90	84	74	4,0	6,0		
140	139,7	136,500	135,200	131,400	104	72	131,450	137,875	141,9	119	102	94	88	78	3,5			
146	146,1	142,850	141,550	137,750	104	72	137,800	144,225	148,3	126	102	94	88	78		6,5		
168	168,3	165,075	163,525	159,725	108	76	159,775	166,450	170,5	148	106	98	92	82		6,0		
178	177,8	174,600	172,800	169,000	112	80	169,050	175,975	180,0	158	110	102	96	86	4,5	6,5		
194	193,7	190,475	188,425	184,625	116	84	184,675	191,850	195,9	172	114	106	100	90		7,5		
219	219,1	215,875	213,450	209,650	122	90	209,700	217,250	221,3	198	120	112	106	96		9,0		
245	244,5	241,275	238,850	235,050	122	90	235,100	242,650	246,7	223	120	112	106	96		9,0		
273	273,1	269,850	267,425	263,625	122	90	263,675	271,225	275,3	256	120	112	106	96		8,5		

жение торца трубы и уступа муфты по всему периметру стыка. Допускается наличие зазора между упорными поверхностями трубы и муфты не свыше 1 мм (для исполнения Б).

Торцы трубы и упорные уступы муфты должны быть перпендикулярны к оси резьбы, предельные отклонения от перпендикулярности 0,06 мм.

Трубы безмуфтовые раструбные — ТБО применяются для обеспечения высокой прочности и герметичности. Форма и размеры профиля резьбы ниппельного и раструбного концов соответствуют рис. 8.5 и табл. 8.11. Размеры соединений соответствуют рис. 8.7 и табл. 8.14.

Предельные отклонения параметров резьбы приведены ниже.

Шаг резьбы, мм:	
на длине 25,4	$\pm 0,05$
на всей длине резьбы с полным профилем	$\pm 0,10$
Конусность резьбы, мм:	
на длине 100 мм ниппельного конца трубы	+0,15
раструбного конца трубы	-0,15

Торцы трубы и упорный уступ раструба должны быть перпендикулярны к оси резьбы, предельные отклонения 0,06 мм. Не допускается разность между максимальной и минимальной шириной упорного уступа раструбного конца трубы более 2 мм. Витки с черновинами по вершинам резьбы не допускаются на расстоянии менее ($l-10$) мм от торца трубы.

Правила приемки и методы испытания

Проверке внешнего вида, дефектов и геометрических размеров и параметров должна подвергаться каждая труба и муфта.

Параметры резьбы труб и муфт должны проверяться периодически. Масса труб исполнения А проверяется на каждой трубе, для труб исполнения Б проверку массы разрешается не проводить.

Механические свойства проверяют на одной трубе и муфтовой заготовке каждого размера от каждой плавки. Испытание на растяжение проводится по ГОСТ 10006—80 на коротких продольных образцах, испытание на сплющивание — по ГОСТ 8695—75 на кольцевых образцах шириной 60 мм.

Пробы для определения массовой доли серы и фосфора отбирают при разливке стали по ГОСТ 7565—81. Внутренний диаметр трубы проверяется двойным жестким шаблоном или цилиндрической оправкой с размерами, указанными ниже.

Условный диаметр, мм	114—219	245—343	351—508
Длина шаблона (оправки), мм	150	300	300
Диаметр шаблона (оправки), мм	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Для труб со станов периодической прокатки с условным диаметром 245—340 мм и для труб ТБО допускается уменьшение диаметра шаблона на 1 мм.

Проверке внутренним давлением должна подвергаться каждая

труба с навинченной и закрепленной муфтой. Правила испытания и нормы давлений приводятся в гл. 12.

Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

Кроме требований, оговоренных в ГОСТ 10692—80, на каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от одного из концов должна быть нанесена маркировка с помощью клейм:

условный диаметр трубы, мм; номер трубы; группа прочности; толщина стенки, мм; наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; месяц и год выпуска.

Кроме того, на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской: условный диаметр трубы, мм; группа прочности; толщина стенки, мм; длина трубы, см; масса трубы, кг; тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой); вид исполнения (для исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

На каждой муфте наносятся: наименование предприятия-изготовителя, группа прочности, буква «С» для специальных муфт и вид исполнения.

Резьбы, упорные торцы и уступы и уплотнительные поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений металлическими предохранительными кольцами и ниппелями.

При отгрузке в одном вагоне должны находиться трубы только одной партии. Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

Трубы обсадные гладкие безмуфтовые ОГ1м

Соединение обсадных труб ОГ1м выполнено в габаритных размерах тела гладкой трубы. Прочность резьбового соединения труб ОГ1м при действии растягивающих нагрузок составляет 50—53% прочности по телу трубы. Трубы ОГ1м предназначены для хвостовиков обсадных колонн и могут быть использованы для эксплуатационных колонн.

В соединении труб ОГ1м (рис. 8.8) применена трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм, конусностью 1:12, рабочей высотой профиля 1,4 мм и углами наклона 3 и 30° (рис. 8.9). Посадка резьбы осуществляется по внутреннему диаметру резьбы с зазором 0,1 мм по наружному диаметру и 0,2 мм по боковой стороне профиля. Для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка с натягом по срезанным вершинам профиля резьбы на участке от начала сбегу резьбы ниппельного конца до упорного уступа. Основные размеры труб ОГ1м приведены в табл. 8.16.

Допуск на шаг $\pm 0,05$ мм на длине 25,4 мм и $\pm 0,10$ мм на всей длине резьбы. Отклонение угла наклона профиля $\pm 1^\circ$. Допускаемые отклонения по конусности на длине 80 мм по наружному и

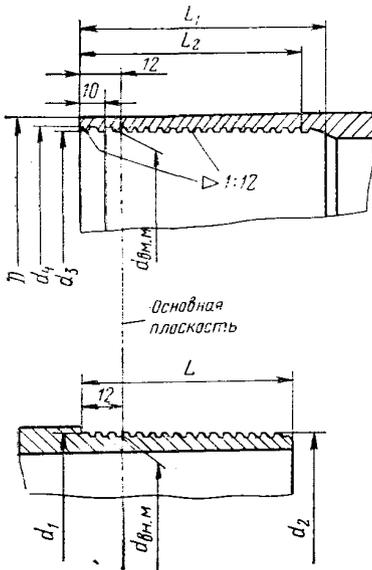
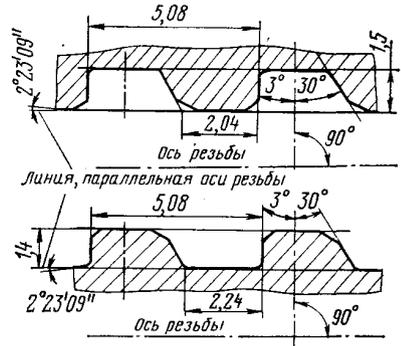


Рис. 8.8. Соединение гладких без-
муфтовых труб ОГ1м

Рис. 8.9. Профиль резьбы труб ОГ1м



внутреннему диаметрам резьбы $+0,15$ мм для nipple'ной части и $-0,15$ мм для муфтовой части.

Натяг резьбы муфтового конца по резьбовой калибр-пробке должен быть равен $5_{-1,2}$ мм для труб диаметром до 194 мм и $5 \pm 1,00$ мм для труб диаметром свыше 194 мм.

Измерительная плоскость гладкого калибр-пробки должна совпадать с торцом муфты или утопать относительно торца муфты не более чем на 1 мм для труб диаметром до 194 мм и не более чем на 2 мм для труб диаметром свыше 194 мм.

Резьбу nipple'ного конца трубы должны проверять гладким калибр-кольцом, резьбовым калибр-кольцом с неполным профилем и резьбовым калибр-кольцом с полным профилем.

Натяг по гладкому и резьбовым калибр-кольцам должен быть равен $10^{+1,2}$ мм для труб диаметром до 194 мм и $10^{+2,0}$ мм для труб диаметром свыше 194 мм.

Разрушающие нагрузки для труб ОГ1м определяют исходя из площади опасных сечений по телу nipple'ной или муфтовой части трубы под крайними витками резьбы, находящимися в зацеплении.

Для труб ОГ1м с толщиной стенки до 10 мм включительно разрушающая нагрузка определяется, исходя из разрушения по телу nipple'ной части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 16 мм от упорного уступа, по формуле

$P_{p.n} = 0,785 [(D - 0,9)^2 - (D - 2s)^2] \sigma_{в \text{ min}}$, где D — номинальный диаметр трубы; s — номинальная толщина стенки.

Для труб ОГ1м с толщиной стенки 11 мм и более разрушающую нагрузку определяют исходя из разрушения по телу муфто-

Таблица 8.16

Размеры безмуфтовых труб ОГ1м (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Ниппельный конец трубы				Муфтовый конец трубы				
			Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{\text{вн.н}}$	Диаметр большего основания конуса d_1	Диаметр меньшего основания конуса d_2	Длина конуса L	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{\text{вн.м}}$	Диаметр конической выточки в плоскости торца d_4	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_3	Длина конуса L_1	Длина резьбы L_2
114	114,3	8	105,7	109,5	104,0	66	105,4	109,3	106,4	95	82
		9									
127	127,0	8	118,4	122,2	116,7	66	118,1	122,0	119,1	95	82
		9									
140	139,7	8	131,1	134,9	129,4	66	130,8	134,7	131,8	110	95
		9									
146	146,0	10—11	137,4	141,2	135,7	66	137,1	141,0	138,1	110	95
		8									
168	168,3	8	159,7	163,5	158,0	66	159,4	163,3	160,4	110	95
		9									
178	177,8	10—12	169,2	173,0	166,5	66	168,9	172,8	169,9	110	95
		8									
194	193,7	8	185,1	188,9	183,4	66	184,8	188,7	185,8	110	95
		9									
219	219,1	10—14	210,5	214,3	207,8	78	210,2	214,1	211,2	110	95
		8									
245	244,5	10—12	235,9	239,7	234,2	66	235,6	239,5	236,6	110	95
		8									
273	273,1	10—14	264,5	268,3	262,8	66	264,2	268,1	265,2	110	95
		8									
		10—12			261,8	78					
					260,8	90					

вой части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 6 мм от торца ниппеля, по формуле

$$P_{p.m} = 0,785 [D^2 - (D - 1,19)^2] \sigma_{в \text{ min}}.$$

Рекомендуемые допустимые нагрузки при спуске труб ОГ1м рассчитывают при коэффициенте запаса прочности 1,8 от разрушающей нагрузки.

Трубы обсадные толстостенные

Обсадные толстостенные трубы выпускают по ТУ 14-3-329—74. Размеры и масса труб должны соответствовать величинам, указанным в табл. 8.17.

Таблица 8.17

Размеры толстостенных труб (мм)

Наружный диаметр	Толщина стенки	Номинальный внутренний диаметр	Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Группа прочности стали
219,1	13	193,1	69,48	Д, К Е, Л Е, Л
	14	191,1	74,35	
	15	189,2	79,27	
244,5	18	208,5	105,57	Д Д
	20	204,5	116,26	
298,5	18	262,5	130,73	Д Д
	20	258,5	144,22	

Трубы поставляют длиной 9,5—13 м, допускается поставка 40% труб длиной 6—9,5 м. Отклонения по размерам труб не должны превышать (%):

По наружному диаметру труб:

219 мм	±1
>219 мм	±1,25

По толщине стенки ±12,5

Технические требования соответствуют ГОСТ на обсадные трубы. Гидроиспытанию подвергнуты трубы длиной 9 м и более. Величины испытательных давлений: для труб 219 мм — 20,0 МПа; для труб свыше 219 мм — 13,0 МПа.

Трубы обсадные больших диаметров

В тех случаях, когда необходимо использовать обсадные трубы больших диаметров (свыше 508 мм), в основном для крепления верхних интервалов скважин в приустьевой зоне в качестве направляющих колонн применяют трубы по ГОСТ 8732—78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные».

В основном используются трубы диаметрами 530, 560, 630, 720 и 820 мм с толщинами стенок 9, 10, 11, 12, 14 мм из сталей марок Ст4сп, Ст5сп, Ст6сп с пределом текучести соответственно 216, 245, 274, 304 МПа или из сталей марок 20, 35, 45 с пределом текучести 245, 294, 323 МПа. Трубы при спуске свариваются.

В ряде случаев могут использоваться трубы по ГОСТ 20295—74 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов». Трубы выпускаются прямошовные или спиральношовные диаметрами 530, 630, 720, 820 мм следующих классов прочности: К34, К38, К42, К50, К52, К55 с пределом текучести 206—329 МПа.

Трубы для муфт

Муфты обсадных труб, башмаки и другие соединительные части изготавливаются из муфтовой заготовки по ТУ 14-3-130—73.

Ниже приводятся размеры труб (мм):

Диаметр	133	166	188	216	243	269	298	325	351	402	451
Толщина стенки	14	16	18	18	19	19	20	20	22	22	22

Длина муфтовых заготовок колеблется в пределах 4—7 м.

Требования, предъявляемые к муфтовой заготовке в части допускаемых отклонений, кривизны, внешнего вида и т. д., должны соответствовать аналогичным требованиям к стальным трубам.

ГЛАВА 9

ЭЛЕМЕНТЫ КОЛОНН

В процессе спуска, крепления и эксплуатации обсадных колонн пользуются рядом деталей и устройств под названием «элементы колонн», которые предназначены для соединения, разъединения, облегчения спуска и других целей.

Ниже приводится краткое описание некоторых из этих элементов.

Переводники для обсадных колонн

Переводники для обсадных колонн применяются для составления комбинированных двух-трехразмерных обсадных колонн или же обсадных колонн, составленных из труб с разными типами резьбовых соединений. Их изготавливают согласно требованиям отраслевого стандарта «Переводники для обсадных колонн» ОСТ 39-137—81. Предусмотренные указанным стандартом переводники конструктивно выполнены муфтово-ниппельного типа, т. е. на одном конце имеют полумуфту с внутренней резьбой, а на другом конце — ниппель с наружной резьбой.

Стандартом предусмотрено 55 типоразмеров переводников, в том числе четыре типа переводников для соединения между собой обсадных труб разных диаметров с однотипными резьбами (28 типоразмеров) и три исполнения переводников для соединения между собой обсадных труб одного диаметра, но с различными типами резьб (27 типоразмеров). Наличие таких типов и размеров переводников позволяет соединять между собой обсадные трубы разных диаметров и с различными типами резьб в колонну, для чего следует пользоваться сочетаниями переводников разных типов и исполнений.

Наружный и внутренний диаметры переводников приняты равными соответственно наружному диаметру муфты и внутреннему диаметру соединяемой трубы. Предусматривается изготовление переводников из сталей групп прочности Д, Е и Л, механические показатели которых после термообработки соответствуют указанным группам прочности по ГОСТ 632—80.

При определении групп прочности материала переводников следует исходить из условия равной прочности их с прочностью соединяемых труб.

В условные обозначения переводников входит сочетание букв ПО, которое означает «Переводник для обсадной колонны», условный диаметр обсадной трубы и тип резьбы муфтового конца пере-

водника, условный диаметр обсадной трубы и тип резьбы ниппельного конца переводника, группа прочности материала и шифр отраслевого стандарта, по которому они изготовлены. При этом короткая треугольная резьба обозначается буквой К, удлиненная треугольная резьба — буквой У, трапецидальная резьба типа ОТТМ — буквой Т и высокогерметичная резьба типа ОТТГ — буквой Г.

Так, например, переводник с обсадной трубы с условным диаметром 168 мм на обсадную трубу с условным диаметром 140 мм с высокогерметичной резьбой из стали группы прочности Е обозначается: ПО-168Г×140Г-Е ОСТ 39-137—81, а переводник с обсадной трубой условного диаметра 219 мм с трапецидальной резьбой на трубу того же условного диаметра с удлиненной треугольной резьбой из стали группы прочности Л обозначается: ПО-219Т×219У-Л ОСТ 39-137—81.

Перечень типоразмеров, габаритные размеры и массы переводников всех типов и исполнений, предусмотренных указанным отраслевым стандартом, приведены в табл. 9.1 и на рис. 9.1.

Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб

Эти переводники применяются для спуска на бурильных трубах при бурении или при ремонтных и ловильных работах различного рода инструментов или устройств, имеющих на конце внутреннюю резьбу обсадных труб. Они конструктивно представляют собой сочетание муфтового конца замкового соединения с ниппельным концом обсадной трубы.

Размеры, допускаемые отклонения и масса этих переводников приведены в табл. 9.2 и на рис. 9.2.

Внутренняя замковая резьба на муфтовом конце переводника в отношении размеров, профиля и качества выполнения соответствует требованиям ГОСТ 5286—75, а наружная резьба обсадных труб на ниппельном конце — требованиям ГОСТ 632—80.

Переводники изготавливаются как с правым, так и с левым направлением нарезки резьбы на обоих концах или с правой резьбой на одном и левой резьбой на другом конце.

Технический документ для изготовления и поставки переводников — отраслевой стандарт ОСТ 39-049—77 «Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб», предусматривающий 27 типоразмеров переводников.

Переводники изготавливают из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543—71 со следующими механическими показателями после термообработки:

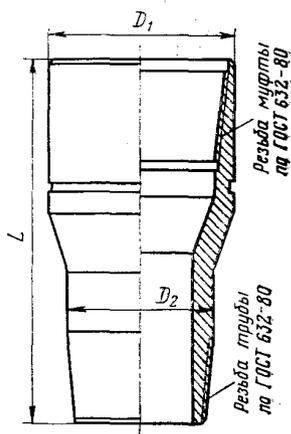


Рис. 9.1. Переводники для обсадных колонн

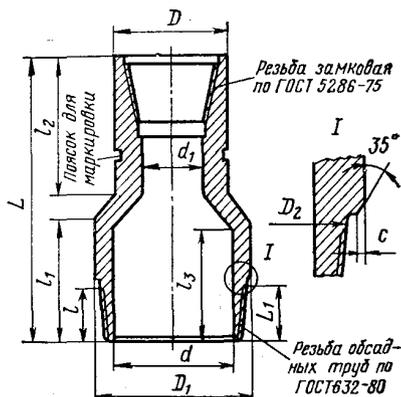
Таблица 9.1

Размеры переводников для обсадных колонн (мм)

Типоразмер переводника	Условные диаметры обсадных труб		D_1	D_2	L	Масса, кг
	муфтовым концом	ниппельным концом				
1	2	3	4	5	6	7
ПО-168K×146K	168	146	187,7	146,1	275	13
ПО-168K×140K	168	140	187,7	139,7	283	14
ПО-146K×127K	146	127	166,0	127,0	254	10
ПО-146K×114K	146	114	166,0	114,3	272	11
ПО-140K×127K	140	127	153,7	127,0	240	8
ПО-140K×114K	140	114	153,7	114,3	258	8
ПО-127K×114K	127	114	141,3	114,3	232	7
ПО-168У×146У	168	146	187,7	146,1	310	15
ПО-168У×140У	168	140	187,7	139,7	315	15
ПО-146У×127У	146	127	166,0	127,0	292	12
ПО-146У×114У	146	114	166,0	114,3	304	11
ПО-140У×127У	140	127	153,7	127,0	274	9
ПО-140У×114У	140	114	153,7	114,3	287	10
ПО-127У×114У	127	114	141,3	114,3	260	8
ПО-168Т×146Т	168	146	187,7	146,1	282	13
ПО-168Т×140Т	168	140	187,7	139,7	293	14
ПО-146Т×127Т	146	127	166,0	127,0	269	11
ПО-146Т×114Т	146	114	166,0	114,3	288	12
ПО-140Т×127Т	140	127	153,7	127,0	257	11
ПО-140Т×114Т	140	114	153,7	114,3	277	9
ПО-127Т×114Т	127	114	141,3	114,3	250	8
ПО-168Г×146Г	168	146	187,7	146,1	283	13
ПО-168Г×140Г	168	140	187,7	139,7	299	14
ПО-146Г×127Г	146	127	166,0	127,0	274	11
ПО-146Г×114Г	146	114	166,0	114,3	292	12
ПО-140Г×127Г	140	127	153,7	127,0	261	9
ПО-140Г×114Г	140	114	153,7	114,3	281	9
ПО-127Г×114Г	127	114	141,3	114,3	250	8
ПО-245У×245К	245	245	269,9	244,5	291	26
ПО-219У×219К	219	219	244,5	219,1	287	24
ПО-194У×194К	194	194	215,9	193,7	270	17
ПО-178У×178К	178	178	194,5	177,8	264	14
ПО-168У×168К	168	168	187,7	168,3	258	13
ПО-146У×146К	146	146	166,0	146,1	246	11
ПО-140У×140К	140	140	153,7	139,7	238	8
ПО-127У×127К	127	127	141,3	127,0	227	7
ПО-114У×114К	114	114	127,0	114,3	213	5
ПО-245Т×245К	245	245	269,9	244,5	272	24
ПО-219Т×219К	219	219	244,5	219,1	273	22
ПО-194Т×194К	194	194	215,9	193,7	259	16
ПО-178Т×178К	178	178	194,5	177,8	253	13
ПО-168Т×168К	168	168	187,7	168,3	246	12
ПО-146Т×146К	146	146	166,0	146,1	233	10
ПО-140Т×140К	140	140	153,7	139,7	230	8
ПО-127Т×127К	127	127	141,3	127,0	218	6
ПО-114Т×114К	114	114	127,0	114,3	212	5
ПО-245Т×245У	245	245	269,9	244,5	314	29
ПО-219Т×219У	219	219	244,5	219,1	302	24
ПО-194Т×194У	194	194	215,9	193,7	291	20

Типоразмер переводника	Условные диаметры обсадных труб		D_1	D_2	L	Масса, кг
	муфтовым концом	нипельным концом				
1	2	3	4	5	6	7
ПО-178Т×178У	178	178	194,5	177,8	283	16
ПО-168Т×168У	168	168	187,7	168,3	265	13
ПО-146Т×146У	146	146	166,0	146,1	252	11
ПО-140Т×140У	140	140	153,7	139,7	246	8
ПО-127Т×127У	127	127	141,3	127,0	239	7
ПО-114Т×114У	114	114	127,0	114,3	227	6

Рис. 9.2. Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб



Предел текучести σ_t , МПа	568
Временное сопротивление σ_b , МПа	765
Относительное удлинение δ_b , %	14
Относительное сужение ψ , %	50
Ударная вязкость KCV, кДж/м ²	784
Твердость НВ	285—341

По технически обоснованному требованию переводники с замковой резьбой 3-62, 3-76 и 3-88 могут быть изготовлены из стали той же марки с механическими свойствами по ГОСТ 7360—82Е.

Башмаки для обсадных труб

Башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн для направления их по стволу скважины, придания жесткости концу обсадных колонн и защиты от повреждений при их спуске в скважину.

Башмаки представляют собой толстостенные патрубки, которые одним концом присоединяют к низу обсадной колонны на резьбе или на сварке, а другой конец снабжают направляющей пробкой, изготовляемой из чугуна, алюминия, бетона, дерева или из других материалов. Направляющие пробки имеют конусообразную или полусферическую форму с гладкой или ребристой поверхностью.

Таблица 9.2

Размеры переводников с замковой резьбы на резьбу обсадных труб (мм)

Типоразмер переводника	Обозначение резьбы переводника		D	D ₁	D ₂	d	d ₁	L	l	l ₁	l ₂	l ₃	C	Масса, кг	Типоразмер замка, к которому присоединяется переводник											
	замковой по ГОСТ 5286-75	обсадных труб по ГОСТ 632-80 (Условный диаметр)														Предельные отклонения										
																±0,5	±1	±0,6	+30 -10	-2	+10 -3	±0,5				
П-3-62/114	3-62		80				36				160			17	ЗН-80											
П-3-76/114	3-76	114	95	133	114	98	45	366		168	170		3	19	ЗН-95											
П-3-88/114	3-88	114	108	146	127	109	58	380	90	168	172	168	180	165	18	ЗН-108										
П-3-88/127															127		380	172	23							
П-3-88/140															140		390		2	26						
П-3-88/146															146		390	168	25							
П-3-88/114А															114		366		3	20						
П-3-88/127А															127		380	90	180	165	24					
П-3-88/140А															140		385		2	27						
П-3-88/146А															146		390	172	28	ЗН-113						
П-3-88/168А															168		406		3		31					

П-3-88/178А	178	198	178	153	413				35	
П-3-88/194А	194	216	194	169	430		176	4	43	
П-3-147/168	168	188	168	144	406		178	3	47	
П-3-147/178	178	198	178	153	413				50	
П-3-147/194	194	216	194	169	432		184	4	55	
П-3-147/219	219	245	219	195	452	92		170	63	
П-3-147/245	245	270	245	220	458		186	5	74	
П-3-147/273	273	299	273	249	471		164		79	
П-3-147/299	299	324	299	274	490	102	166	150	86	
П-3-147/324	324	351	324	299	520		182	4	71	
П-3-147/340	340	365	340	315	530		176		75	
П-3-147/351	351	376	351	327	540				75	
П-3-147/377	377	402	377	353	560	108	178	165	3	76
П-3-147/407	407	432	407	382	580					105
П-3-147/426	426	451	426	402	600		184			109
П-3-147/508	508	533	508	485	662		188			135

3-147

178

101

102

220

3III-178

Башмаки с чугунными направляющими пробками

Башмаки для обсадных труб с чугунными направляющими пробками, поставляемые в соответствии с требованиями ОСТ 26-02-227—71, конструктивно выполняются двух модификаций: тип БП — с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой и тип Б — с фаской без направляющей пробки.

Основные размеры башмаков типа БП приведены на рис. 9.3 и в табл. 9.3, а башмаков типа Б — на рис. 9.4 и в табл. 9.4.

Корпуса башмаков изготовляют из малоуглеродистых стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 8732—78, а направляющие пробки — из серого чугуна марки Сч. 12—28 по ГОСТ 1412—79. Резьбы башмака и пробки по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632—80. Башмаки для обсадных труб в соответствии с ОСТ 26-02-227—71 изготовляет ПО «Азербейнефтемашремонт».

Башмак с бетонными направляющими пробками

При спуске обсадных колонн взамен чугунных направляющих пробок в последнее время широко применяются бетонные направляющие пробки, состоящие из металлического корпуса и бетонного наконечника.

Таблица 9.3

Размеры башмаков типа БП (мм)

Типоразмер башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632—80	D	d	d ₁	d ₂	l	L	Масса, кг	
								корпуса	башмака в сборе
БП-114	114	133	103	110,0	85	320	500	12,5	22
БП-127	127	146	115	122,0		530	530	15,5	26
БП-140	140	159	128	134,0	95	380	560	19,0	31
БП-146	146	166	133	143,6		400		21,5	35
БП-168	168	188	156	165,6	125	405	625	24,0	42
БП-178	178	198	164	172,0		415	645	28,5	55
БП-194	194	216	180	186,0	140	430	655	34,5	69
БП-219	219	245	206	213,8	160	460	715	46,0	79
БП-245	245	270	231	239,8	195	480	785	52,0	90
БП-273	273	299	260	267,7	218		800	60,0	113
БП-299	299	324	285	292,8	250	485	805	65,0	143
БП-324	324	351	308	319,3	270		865	75,0	154
БП-340	340	365	326	346,2	285		880		156
БП-351	351	376	333		305	510		83,0	173
БП-377	377	402	359	370,1	325		960	91,5	196
БП-407	407	432	390	400,0	350		1050	97,0	220
БП-426	426	451	407	414,0	368	550	1085	118,5	259
БП-508	508	533	494	503,0	450			121,5	278

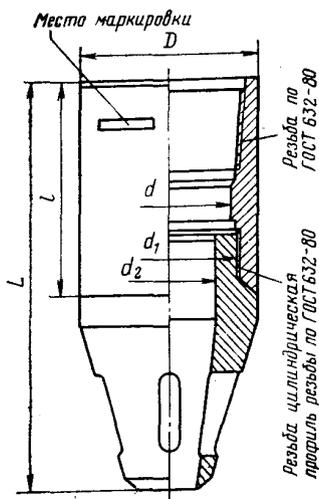


Рис. 9.3. Башмаки для обсадных труб с навинченной чугунной направляющей пробкой типа БП

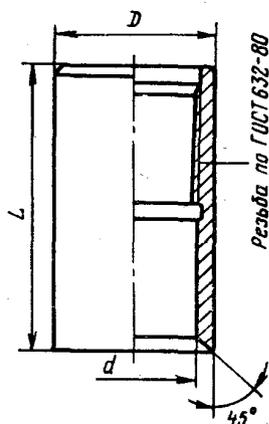


Рис. 9.4. Башмаки для обсадных труб с фаской без направляющей пробки типа Б

Таблица 9.4

Размеры башмаков типа Б (мм)

Типоразмер башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632-80	D	d	L	Масса, кг
Б-114	114	133	103	200	10
Б-127	127	146	115	210	11
Б-140	140	159	128	220	12
Б-146	146	166	133		14
Б-168	168	188	156	230	15
Б-178	178	198	164		17
Б-194	194	216	180	240	20
Б-219	219	245	205	260	27
Б-245	245	270	231	266	32
Б-273	273	299	260	300	43
Б-299	299	324	285	325	50
Б-324	324	351	308	350	60
Б-340	340	365	326	360	65
Б-351	351	376	333		80
Б-377	377	402	359		85
Б-407	407	432	390	400	90
Б-426	426	451	407		96
Б-508	508	533	494	420	105

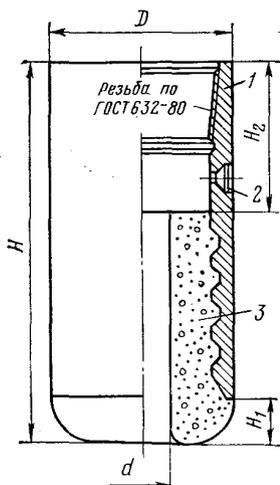


Рис. 9.5. Колонные башмаки типа БК

Таблица 9.5

Размеры башмаков типа БК (мм)

Типоразмер башмака	Условный диаметр колонны	D	d	H	H ₁	H ₂	Масса, кг
БК-114	114	133	50	300	42	115	15
БК-127	127	146	60	307	45	120	17
БК-140	140	159	70	326	50	130	20
БК-146	146	166	70	334	55	130	22
БК-168	168	188	80	342	60	135	26
БК-178	178	198	90	378	60	140	32
БК-194	194	216	100	390	63	145	40
БК-219	219	245	110	406	74	145	48
БК-245	245	270	120	413	80	145	57
БК-273	273	299	130	426	90	150	65
БК-299	299	324	150	432	94	150	73
БК-324	324	351	160	437	100	150	83
БК-340	340	365	170	442	103	150	90
БК-351	351	376	180	455	103	165	97
БК-377	377	402	190	458	106	165	110
БК-407	407	432	200	464	112	165	125
БК-426	426	451	220	494	113	165	140
БК-508	508	533	280	505	125	165	180

Одной из конструкций бетонной направляющей пробки являются разработанные ВНИИКРнефтью колонные башмаки типа БК, изготавливаемые по ОСТ 39-011—74 на заводах Главнефтемашремонта Миннефтепрома. Башмаки типа БК имеют корпус с неразъемной бетонной насадкой, которая формируется из тампонажного портландцемента с наполнителем — песком для строительных работ, модуль крупности МК — 2,0—2,5 по ГОСТ 8736—77.

В корпусе 1, над внутренним торцом бетонной насадки 3, выполнены боковые щелевидные отверстия 2, которые образуют дополнительные каналы циркуляции. При закупоривании центрального промывочного отверстия весь поток закачиваемой жидкости проходит через эти боковые отверстия. Конструкция колонного башмака типа БК приведена на рис. 9.5, а основные размеры и массы — в табл. 9.5.

Обратные клапаны для спуска обсадных колонн

Обратные клапаны применяют для облегчения веса колонны обсадных труб при погружении ее в жидкость во время спуска в скважину и для предотвращения выброса или обратного движения цементного раствора. Кроме того, применение обратного клапана способствует частичной промывке и очищению затрубного пространства.

Обратный клапан устанавливается в нижней части колонны над башмачным патрубком.

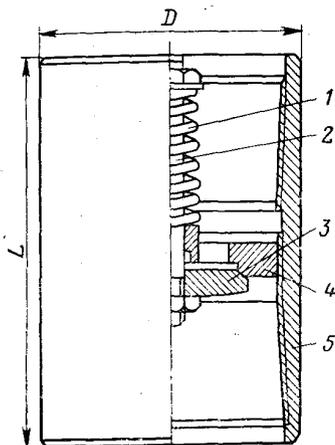


Рис. 9.6. Обратный клапан тарельчатого типа для спуска обсадных колонн:

1 — пружина; 2 — шток; 3 — тарелка; 4 — седло; 5 — корпус

Таблица 9.6

Размеры клапана тарельчатого

Шифр клапана	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632—80, мм	Размеры, мм		Рабочее давление, МПа	Масса, кг
		D	L		
02-127	127	146	226	6,4	13
02-140	140	159	233		14
02-146	146	166	245		15
02-168	168	188	255		17
02-194	194	216	280		27
02-219	219	245	300	33	
02-245	245	270	335	4,0	40
02-273	273	299	315		46
02-299	299	324	325		52
02-324	324	351	345		61
02-351	351	376	360		67
02-377	377	402	365		71

Для различных условий спуска и цементирования обсадных колонн создано несколько разновидностей обратных клапанов, отличающихся друг от друга конструкцией и принципом действия. По виду запорного элемента эти клапаны подразделяются на тарельчатые, шаровые и с шарнирной заслонкой.

Конструкция применяемого в настоящее время обратного клапана тарельчатого типа дана на рис. 9.6. Эти клапаны в соответствии с техническими условиями ТУ 26-02-236—70 поставляются ПО «Азернефтемашремонт». Техническая характеристика обратных клапанов тарельчатого типа приведена в табл. 9.6. Резьбы на обоих концах корпуса клапана по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632—80.

Обратный клапан в собранном виде подвергается гидроиспытанию давлением, равным $1,5 p$ (p — рабочее давление), в течение 10 мин. Течь между тарелкой и седлом не допускается.

При использовании клапанов тарельчатого типа время спуска несколько увеличивается, что объясняется необходимостью периодических перерывов спуска колонны для ее заполнения промывочной жидкостью. Во избежание этих перерывов и для непрерывного заполнения колонны по мере ее спуска некоторые буровые предприятия просверливают на тарелке клапана отверстия соответствующего сечения.

Более совершенны цементировочные клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД, предназначенные для непрерывного самозаполнения спускаемой обсадной колонны промывочной жидкостью, предотвращения движения промывочной жидкости или цементного раствора из затрубного пространства в колонну в процессе ее це-

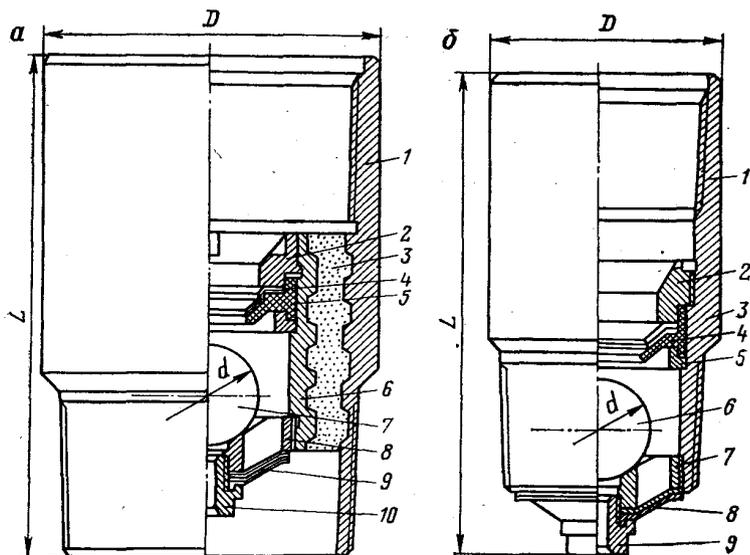


Рис. 9.7. Обратные клапаны цементировочные дроссельные типа:

a — ЦКОД-2: 1 — корпус; 2 — нажимное кольцо; 3 — цементный стакан; 4 — разрезная шайба; 5 — диафрагма; 6 — втулка; 7 — шар; 8 — ограничитель; 9 — мембрана; 10 — дроссель; *b* — ЦКОД-2: 1 — корпус; 2 — нажимное кольцо; 3 — разрезная шайба; 4 — диафрагма; 5 — упорное кольцо; 6 — шар; 7 — ограничитель; 8 — мембрана; 9 — дроссель

ментирования и для упора разделительной цементировочной пробки.

Клапаны типа ЦКОД-1, охватывающие размеры обсадных колонн от 114 до 194 мм, изготавливаются и поставляются в соответствии с требованиями ТУ 39-01-08-281—77, а клапаны типа ЦКОД-2 — для обсадных колонн размерами от 219 до 426 мм — в соответствии с требованиями ТУ 39-01-08-282—77.

Конструкции клапанов типа ЦКОД показаны на рис. 9.7, *a, б*, а технические данные приведены в табл. 9.7.

Пример записи условного обозначения клапанов типа ЦКОД при их заказе или в другой документации:

для клапана, устанавливаемого на обсадной колонне диаметром 114 мм,

ЦКОД-114-1 ТУ 39-01-08-281—77,

для клапана, устанавливаемого на обсадной колонне диаметром 219 мм,

ЦКОД-219-2 ТУ 39-01-08-281—77.

Клапаны типа ЦКОД изготавливаются ПО «Азернефтемашремонт».

Разъединители

Разъединители служат для спуска обсадных колонн секциями или для спуска потайных обсадных колонн при помощи бурильных

Таблица 9.7

Размеры клапана дроссельного типа ЦКОД (мм)

Шифр клапана	Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр шара d	Диаметр отверстия дросселя	Наружный диаметр клапана D	Длина L	Масса, кг
ЦКОД-114-1	114	45	10	133	290	11,0
ЦКОД-127-1	127			146	330	14,0
ЦКОД-140-1	140			159	350	17,0
ЦКОД-146-1	146			166		19,8
ЦКОД-168-1	168			188		25,0
ЦКОД-178-1	178	76	20	198	325	29,5
ЦКОД-194-1	194			216		32,2
ЦКОД-219-2	219			245	318	39,0
ЦКОД-245-2	245			270	365	57,2
ЦКОД-273-2	273			299	340	58,6
ЦКОД-299-2	299			324	345	66,3
ЦКОД-324-2	324			351	350	76,5
ЦКОД-340-2	340			365		82,0
ЦКОД-351-2	351			376	365	86,4
ЦКОД-377-2	377			402	370	96,0
ЦКОД-407-2	407			432	374	105,0
ЦКОД-426-2	426			451	380	115,0

труб. Принцип работы разъединителей основан на использовании легко отвинчиваемого левого резьбового соединения, при помощи которого после спуска обсадной колонны освобождается буровая колонна. Иногда во избежание аварий приходится спускать эксплуатационные колонны в глубокие скважины с осложненными геологическими условиями секциями в два-три приема на буровых трубах при помощи специальных разъединителей. В глубоких скважинах, проходимых в осложненных геологических условиях, для перекрытия зон ниже башмака промежуточных колонн часто приходится внутри них спускать потайные колонны длиной 1500—2000 м. Их спускают на буровых трубах при помощи разъединителей.

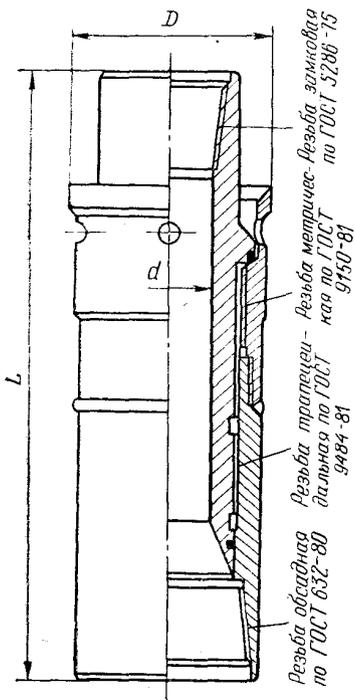


Рис. 9.8. Универсальный разъединитель для спуска потайных колонн

Рис. 9.9. Облегченная конструкция разъединителя для спуска потайных колонн

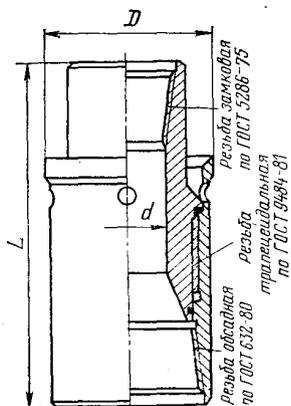


Таблица 9.8

Размер универсального разъединителя (мм)

Шифр разъединителя	D	d	L	Резьба трапецидальная по ГОСТ 9484-81	Присоединительная резьба		Резьба метрическая под Геркус по ГОСТ 9150-81
					верхняя по ГОСТ 5286-75	нижняя по ГОСТ 632-80	
РСХ-273×377	345	120	850	СП 265×12	3-147	273	СП 272×4
РСХ-245×351	320		755	СП 235×12		245	СП 243×4
РСХ-245×324	288		755	СП 235×12		245	СП 243×3
РСХ-219×299	261		815	СП 210×10		219	СП 217×4
РСХ-194×273	233	90	755	СП 185×10	3-121	194	СП 192×4
РСХ-168×245	210		705	СП 160×8		168	СП 166×4
РСХ-146×245	210		705	СП 140×6		146	СП 144×3
РСХ-146×219	184		705	СП 140×6		146	СП 144×3

Конструкция универсального разъединителя для спуска потайных колонн внутри промежуточной колонны на бурильных трубах приведена на рис. 9.8, а размеры — в табл. 9.8.

Разъединитель для спуска потайных колонн состоит из ниппеля и муфты, соединенных между собой трапецидальной резьбой крупного шага с левым направлением нарезки.

Верхний конец ниппеля разъединителя имеет внутреннюю правую замковую резьбу, куда ввинчивается ниппель замка бурильной колонны. Нижний конец муфты разъединителя имеет внутреннюю правую резьбу обсадной трубы, в которую ввинчивается верхний конец последней сверху трубы потайной обсадной колонны.

С помощью универсальных разъединителей можно спускать потайную обсадную колонну, зацементировать ее при помощи двухсекционной разделительной пробки, установить на верхнем конце колонны герметизирующее устройство (Герус) и при необходимости в последующем наращивать эту колонну до устья скважины.

Упрощенная и облегченная конструкция разъединителей приведена на рис. 9.9, а размеры — в табл. 9.9.

Разъединители некоторых типоразмеров изготавливаются ПО «Азернефтемашремонт».

Практика использования универсальных разъединителей с левой резьбой показала, что имеются случаи заедания резьбы при отсоединении бурильных труб от спущенной потайной колонны. Это в основном связано с тем, что не всегда удается разгрузить переводник от осевых нагрузок, что является необходимым условием для надежного отвинчивания разъединителя.

Во избежание подобных осложнений АзНИПИнефть разработана конструкция безрезьбового разъединителя для спуска потайных колонн диаметром 219 мм — «Бераз-219М», основанная на принципе штекерного соединения. Конструкция безрезьбового разъединителя «Бераз-219М» представлена на рис. 9.10. Он состоит из кор-

Таблица 9.9
Размеры разъединителя (мм)

Шифр разъединителя	D	d	L	Резьба обсадных труб по ГОСТ 632—80	Резьба замковая по ГОСТ 5286—75	Резьба трапецидальная по ГОСТ 9484—81	Масса, кг
P-245×340	301	120	540	245	3-147	240×12	360
P-245×324	288		540	245		240×12	350
P-219×299	261		540	219		210×10	275
P-194×273	233	90	520	194	3-121	190×8	225
P-178×245	210		510	178		170×8	166

Примечание. Размер D может быть увеличен в зависимости от фактического минимального внутреннего диаметра колонны.

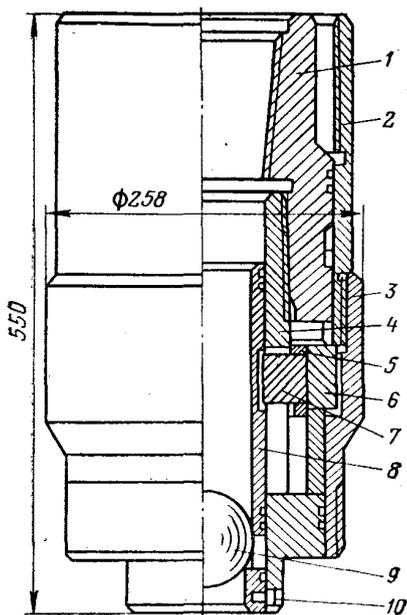


Рис. 9.10. Безрезьбовый разъединитель типа «Бераз-219М» для спуска потайных колонн

пуса 3, снабженного в верхней части воронкой 2, переводника 1, соединенного с сердечником 4 при помощи трубной резьбы, золотника 8, передающего движение бурильной колонны втулке 5 с двумя шпонками 7, которая удерживает соединитель 6 в раскрытом виде. В верхней части переводника нарезана замковая резьба для соединения с колонной бурильных труб или с переводником для обратной промывки, а в нижней части корпуса — резьба обсадной трубы для соединения потайной колонны.

Узел соединителя представляет собой сборное эластичное кольцо, состоящее из восьми сегментов, соединенных между собой потайными спиральными пружинами, что делает соединитель эластичным. Два конечных сегмента (замковые) соединяются между собой специальными планками.

Потайная колонна отсоединяется следующим образом. После закачки необходимого объема тампонажного цементного раствора в цементировочную головку устанавливают верхнюю секцию двухсекционной разделительной пробки и непосредственно над ней шар 9. Затем закачивают продавочную жидкость. Верхняя секция разделительной пробки проходит через внутренний канал золотника и садится на нижнюю секцию, предварительно установленную в верхней части потайной колонны. Шар садится в гнездо золотника, перекрывает его отверстие, под действием повышающегося давления продавочной жидкости происходит срез шпилек 10 и золотник вместе со шпонками и втулкой перемещается вниз до упора, освобождая соединитель. В дальнейшем продавочная жидкость прокачивается через отверстия, расположенные в нижней части золотника над шаром, до получения сигнала «стоп».

Не разгружая потайную колонну на забой, производят обратную промывку ствола скважины для вымывания излишнего цементного раствора через переводник для обратной промывки, устанавливаемый непосредственно над безрезьбовым разъединителем, и скважину оставляют на затвердение цемента. По истечении времени твердения цементного раствора колонна бурильных труб разгружается и соединитель под действием спиральных пружин садится на сердечник, освобождая тем самым потайную колонну.

После этого переводник, сердечник, узел золотника, шар и узел соединителя извлекаются из скважины.

Разъединитель «Бераз-219М» изготавливается ПО «Азернефтемашремонт» по ТУ 39-045—74.

Герметизирующее устройство Герус

При бурении нефтяных и газовых скважин с целью экономии обсадных труб часто спускают потайные обсадные колонны. При такой конструкции скважины через кольцевое пространство, образованное верхней частью потайной колонны и предыдущей колонной, могут проникать пластовые газы и воды или, наоборот, промывочная жидкость может уходить в пласт. Цементная оболочка должна предотвратить эти явления, но, как показала практика, цемент не всегда создает должную герметизацию.

С целью устранения этих явлений АзНИПИнефть предложены способ герметизации межтрубного пространства и устройство для его осуществления, которые получили широкое распространение. Герметизирующее устройство Герус, конструкция которого приведена на рис. 9.11, состоит из трубчатого корпуса 1, на котором смонтирован набор резиновых самоуплотняющихся манжет 2.

Для герметичности Геруса как при пластовых проявлениях, так и при поглощениях резиновые манжеты попарно направлены раструбами в противоположные стороны. Для создания плавного перехода от предыдущей колонны к потайной верхний конец корпуса снабжен воронкой 3, а для присоединения Геруса к разъединителю потайной колонны нижний конец его снабжен резьбой и гладким цилиндрическим направлением.

Для предохранения резиновых манжет от разрушения при спуске в скважину на них надет тонкостенный кожух 4, который при подъеме бурильной колонны с них снимается и поднимается на поверхность. При снятии кожуха манжеты освобождаются и герметизируют межтрубное пространство.

Герметизирующее устройство Герус для колонн 299×219 м изготавливается ПО «Азернефтемашремонт» по ТУ 39-01-806—83.

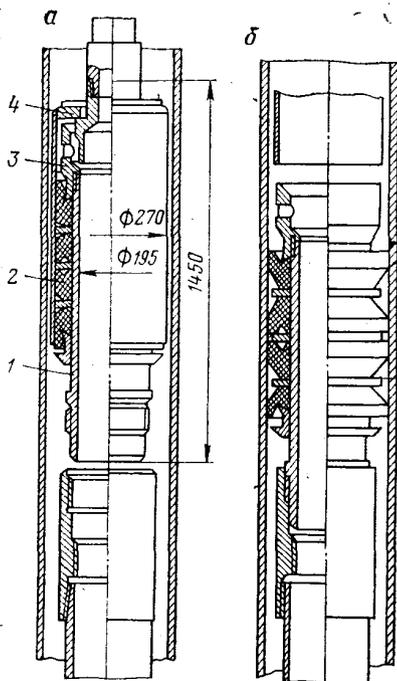


Рис. 9.11. Герметизирующее устройство Герус

Назначение Геруса — герметизация межтрубного пространства в месте перехода 299-мм промежуточной колонны к 219-мм по-тайной. Максимальный перепад давления снизу вверх и сверху вниз 25 МПа.

Кольцо упорное

Кольцо упорное предназначено для остановки заливочной пробки на заданной глубине скважины при ее цементировании. Кольца изготавливаются в соответствии с техническими условиями ТУ 26-02-245—70 из серого чугуна.

Размеры обсадных колонн и соответствующих упорных колец приведены в табл. 9.10 и на рис. 9.12.

Колонные головки

Для обвязки обсадных колонн на устье нефтяных и газовых скважин применяются разработанные АЗИНМАШем колонные головки с клиновыми подвесками типа ОКК. Типы и основные параметры колонных головок оговорены отраслевым стандартом Министрства химического и нефтяного машиностроения ОСТ 26-02-775—73 «Головки колонные. Типы и основные параметры», а серийное производство их осуществляется заводом им. Л. Шмидта в соответствии с указанным ОСТ и техническими условиями ТУ 26-02-579—74 «Оборудование для обвязки обсадных колонн типа ОКК. Технические условия».

Оборудование для обвязки обсадных колонн типа ОКК (колонные головки) в целом состоит из нескольких самостоятельных секций (рис. 9.13):

ГКН — головки колонной нижней 3, присоединяемой непосредственно к первой обсадной колонне 1 и состоящей из корпуса, клиновой подвески и пакера;

ГКП — головки колонных промежуточных 4, 5, устанавливаемых на нижерасположенную головку и состоящих из корпуса, подвески, пакера, съемного направления долота и нижнего пакера.

Количество промежуточных головок определяется числом обвязываемых обсадных колонн 2.

Перечень типоразмеров и основные параметры головок даны в табл. 9.11.

Условное обозначение оборудования для обвязки обсадных колонн типа ОКК состоит из сочетания букв ОКК — шифр оборудования; индексов к шифру 1, 2 или 3, указывающих количество промежуточных колонных головок; чисел 21, 35 или 70 — рабочее давление, МПа, выдерживаемое верхней промежуточной головкой; последующих трехзначных чисел — условные диаметры обвязываемых обсадных колонн; индекса К2 — указывает на высокую коррозионную устойчивость материала колонных головок в среде, содержащей до 6% сероводорода и углекислого газа по объему.

Таблица 9.10

Размеры упорного кольца (мм)

Условный диаметр обсадной трубы	D	d	h	Масса, кг	
114	106	60	15	0,70	
127	118	70		0,83	
140	130	80		0,96	
146	131	80	15	1,00	
168	158	105		1,58	
178	168	115	18	1,66	
194	184	130		1,88	
219	209	150		2,35	
245	234	180		2,48	
273	262	200		3,25	
299	268	230		3,40	
324	313	250		3,90	
340	329	270		4,30	
351	338	280		20	4,40
377	364	300			5,30
407	395	340	5,80		
426	413	350	22	6,40	
508	497	440	24	12,00	

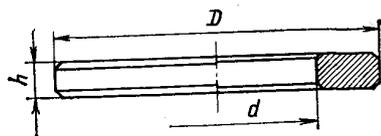


Рис. 9.12. Упорное кольцо

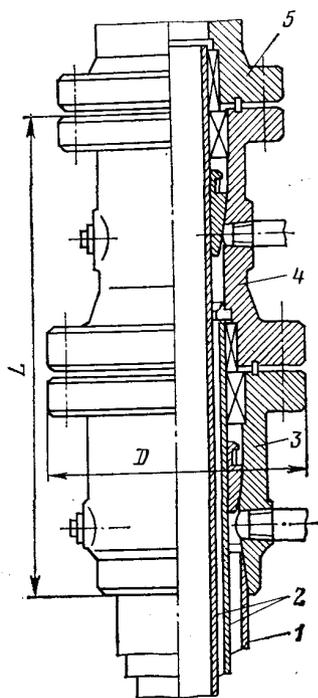


Рис. 9.13. Колонная головка

Соединение нижней колонной головки с обсадной колонной может осуществляться с помощью резьбы или сварки.

Колонные подвески могут быть выполнены клиновыми или же муфтовыми, в которых колонны труб подвешиваются на резьбе.

На корпусах колонных головок предусматриваются два соосных боковых отвода с условным проходом 50 мм, необходимых для выполнения технологических операций. В нижнем фланце промежуточных колонных головок имеется устройство для опрессовки фланцевого соединения.

Таблица 9.11
Основные параметры колонных головок

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг
	1	2	3	4	КП	ГКП	ГКН	D	H	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ОКК1-210-140× ×219	140	219								
ОКК1-210-140× ×245		245								
ОКК1-210-140× ×273		273								
ОКК1-210-146× ×219	146	219								
ОКК1-210-146× ×245		245			21			545	535	465
ОКК1-210-146× ×273		273								
ОКК1-210-168× ×245	168	245								
ОКК1-210-168× ×273		273								
ОКК1-210-219× ×324	219	324						610		530
ОКК1-350-140× ×219	140	219								
ОКК1-350-140× ×245		245								
ОКК1-350-140× ×273		273								
ОКК1-350-146× ×219	146	219			35			585	580	575
ОКК1-350-146×245		245								
ОКК1-350-146× ×273		273								

Продолжение табл. 9.11

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг
	1	2	3	4	Г КП	ГКП	ГКН	D	H	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ОКК1-350-168× ×245	168	245								
ОКК1-350-168× ×273		273								
ОКК2-210-140× ×219×299	140	219	299		21		21	610	1130	1050
ОКК2-210-178× ×245×324	178	245	324							
ОКК2-350-140× ×219×299	140	219	299		35		35	675	1320	1870
ОКК2-350-140× ×219×324			324							
ОКК2-350-140× ×245×299		245	299							
ОКК2-350×140× ×245×324			324							
ОКК2-350-146× ×219×299	146	219	299							
ОКК2-350-146× ×219×324			324							
ОКК2-350-146× ×245×299		245	299							
ОКК2-350-146× ×245×324			324							
ОКК2-350×168× ×245×299	168	245	299							
ОКК2-350×168× ×245×324			324							
ОКК2-350-178× ×245×299	178		299							
ОКК2-350-178× ×245×324			324							

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг
	1	2	3	4	ГКП	ГКП	ГКН	D	H	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ОКК2-350-140× ×219×377	140	219	377		35			705	1300	1650
ОКК2-350-140× ×219×426			426							
ОКК2-350-140× ×245×377		245	377							
ОКК2-350-140× ×245×426			426							
ОКК2-350-140× ×273×377		273	377							
ОКК2-350-140× ×273×426			426							
ОКК2-350-146× ×219×377	146	219	377							
ОКК2-350-146× ×219×426			426							
ОКК2-350-146× ×245×377		245	377							
ОКК2-350-146× ×245×426			426							
ОКК2-350-146× ×273×377		273	377							
ОКК2-350-146× ×273×426			426							
ОКК2-350-168× ×245×377	168	245	377							
ОКК2-350-168× ×245×426			426							
ОКК2-350-168× ×273×377		273	377							
ОКК2-350-168× ×273×426			426							

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг
	1	2	3	4	ГКП	ГКП	ГКН	D	H	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ОКК2-350-178× ×245×377	178	245	377	426	35			705	2000	3300
ОКК2-350-178× ×245×426			426							
ОКК2-350-178× ×273×377		273	377							
ОКК2-350-178× ×273×426			426							
ОКК3-350-140× ×219×299×426	140	219	299	426						
ОКК3-350-140× ×219×324×426			324							
ОКК3-350-140× ×245×299×426		245	299							
ОКК3-350-140× ×245×324×426			324							
ОКК3-350-146× ×219×273×351	219	219	273	351						
ОКК3-350-146× ×219×299×377			299							
ОКК3-350-146× ×219×324×377	146	245	324	377	35			705	2000	3300
ОКК3-350-146× ×245×299×377			299							
ОКК3-350-146× ×245×324×377		324								
ОКК3-350-146× ×219×299×426		219	299	426						
ОКК3-350-146× ×219×324×426	324									
ОКК3-350-146× ×245×299×426			299							

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг
	1	2	3	4	ГКП	ГКП	ГКН	D	H	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ОКК3-350-146× ×245×324×426			324							
ОКК3-350-168× ×245×299×377	168	245	299	377						
ОКК3-350-168× ×245×324×377			324							
ОКК3-350-168× ×245×299×426			299		426					
ОКК3-350-168× ×245×324×426			324							
ОКК3-700-140× ×219×299×426			140	219	299	426				
ОКК3-700-140× ×219×324×426	324									
ОКК3-700-140× ×245×299×426	245	299								
ОКК3-700-140× ×245×324×426		324								
ОКК3-700-146× ×219×273×351	146	219	273	351						
ОКК3-700-146× ×219×299×377			299	377						
ОКК3-700-146× ×219×324×377			324							
ОКК3-700-146× ×245×299×377		245	299		70	35	21	705	2055	4045
ОКК3-700-146× ×245×324×377			324							
ОКК3-700-146× ×219×299×426		219	299							
ОКК3-700-146× ×219×324×426			324	426						

Шифр	Условные диаметры обвязываемых колонн, мм				Рабочее давление, МПа			Размеры, мм		Масса, кг					
	1	2	3	4	ГКП	ГКП	ГКН	D	H						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11					
ОКК3-700-146× ×245×299×426	168	245	299	377											
ОКК3-700-146× ×245×324×426			324												
ОКК3-700-168× ×245×299×377			299												
ОКК3-700-168× ×245×324×377			324												
ОКК3-700-168× ×245×299×426			299												
ОКК3-700-168× ×245×324×426			324												
ОКК1-210-140× ×219K2	140	219													
ОКК1-210-140× ×245K2		245													
ОКК1-210-146× ×219K2	146	219									21	21	545	535	730
ОКК1-210-146× ×245K2															
ОКК1-210-168× ×245K2	168	245													
ОКК1-210-178× ×245K2	178														
ОКК2-210-140× ×219×299K2	140	219	299												
ОКК2-210-140× ×245×324K2		245	324												
ОКК2-210-146× ×219×299K2	146	219	299								21	21	610	1130	1585
ОКК2-210-146× ×245×324K2															
ОКК2-210-168× 245×324K2	168														
ОКК2-210-178× ×245×324K2	178	245	324												

КОНТРОЛЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИИ ОБСАДНЫХ ТРУБ И МУФТ К НИМ

Калибры

Резьбовые и гладкие калибры для контроля обсадных труб и муфт к ним с резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632—80 должны соответствовать ГОСТ 10655—81.

Калибры изготавливаются следующих типов: Р — резьбовые рабочие (пробки и кольца); К-Р — резьбовые контрольные (пробки и кольца); Г — гладкие рабочие (пробки и кольца); К-Г — гладкие контрольные пробки.

Профиль резьбы, основные размеры и предельные отклонения рабочих и контрольных калибров указаны на рис. 10.1 и табл. 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1

Размеры резьбовых клапанов (мм)

Условный диаметр трубы	Диаметр в основной плоскости						D	d	L	l (предельное отклонение ±1,0)	A
	калибр-пробки Р и К-Р			калибр-кольца Р и К-Р							
	наружный (предельное отклонение +0,075 -0,125)	средний	внутренний, не более	наружный, не менее	средний	внутренний, (предельное отклонение +0,125 -0,075)					
114	113,792	112,566	110,680	114,452	112,566	111,340	116,7	109	66,5	8	9,5
127	126,492	125,266	123,380	127,152	125,266	124,040	129,4	122	70		
140	139,192	137,966	136,080	139,852	137,966	136,740	142,1	135	73		
146	145,542	144,316	142,430	146,202	144,316	143,090	148,5	141	76		
168	167,767	166,541	164,655	168,427	166,541	165,315	170,7	163	79,5		
178	177,292	176,066	174,180	177,952	176,066	174,840	180,2	173			
194	193,167	191,941	190,055	193,827	191,941	190,715	196,1	189	82,5		
219	218,567	217,341	215,455	219,227	217,341	216,115	221,5	214	85,5		
245	243,967	242,741	240,855	244,627	242,741	241,515	246,9	239			
273	272,542	271,316	269,430	273,202	271,316	270,090	275,5	268			
299	297,942	296,716	294,830	298,602	296,716	295,490	300,9	293	89	6,5	11
324	323,342	322,116	320,230	324,002	322,116	320,890	326,3	319			
340	339,217	337,991	336,105	339,877	337,991	336,765	342,1	335			
406	405,892	404,666	402,780	406,552	404,666	403,440	408,8	401	101,5		
473	472,567	471,341	469,455	473,227	471,341	470,115	475,5	468			
508	507,492	506,266	504,380	508,152	506,266	505,040	510,4	503			

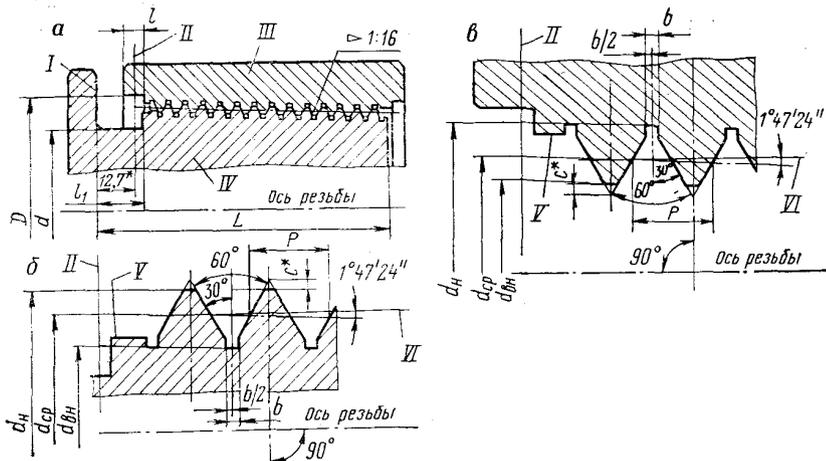


Рис. 10.1. Резьбовые калибры для контроля обсадных труб с резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632—80:

a — калибр-кольцо и калибр-пробка; *б* — профиль резьбы калибр-пробки; *в* — профиль резьбы калибр-кольца; *I* — измерительная плоскость; *II* — основная плоскость; *III* — калибр-кольцо; *IV* — калибр-пробка; *V* — основание срезанного витка трубы; *VI* — линия, параллельная оси резьбы; * — размеры для справок

Таблица 10.2

Предельные отклонения параметров резьбы (мм)

Размеры калибра	Предельные отклонения			
	Рабочий калибр		Контрольный калибр	
	Пробка	Кольцо	Пробка	Кольцо
Средний диаметр	$\pm 0,025$	—	$\pm 0,012$	—
Шаг P для диаметра < 178	$\pm 0,016$	$\pm 0,023$	$\pm 0,013$	$\pm 0,018$
> 178	$\pm 0,018$	$\pm 0,025$		
Угол наклона боковой стороны профиля 30°	$\pm 15'$	$\pm 20'$	$\pm 10'$	$\pm 15'$
Разность средних диаметров на длине резьбы калибра без крайних полных витков (конусность)	$+0,025$	$-0,005$ $-0,030$	$+0,025$	$-0,005$ $-0,030$
L	$+4$	—	$\pm 0,1$	—

Примечания: 1. Предельные отклонения шага резьбы, указанные в табл. 10.2, относятся к расстоянию между любыми витками резьбы. Действительное отклонение может быть со знаком минус или плюс. 2. Шаг измеряется параллельно оси резьбы.

Взаимосвязь между контрольными калибрами, рабочими калибрами и резьбой изделия, а также предельные отклонения натяга указаны на рис. 10.2.

При изготовлении рабочие калибры (пробки и кольца) считаются годными, если после проверки всех элементов резьбы их натяги по контрольным калибрам будут выдержаны в пределах, указанных на рис. 10.2.

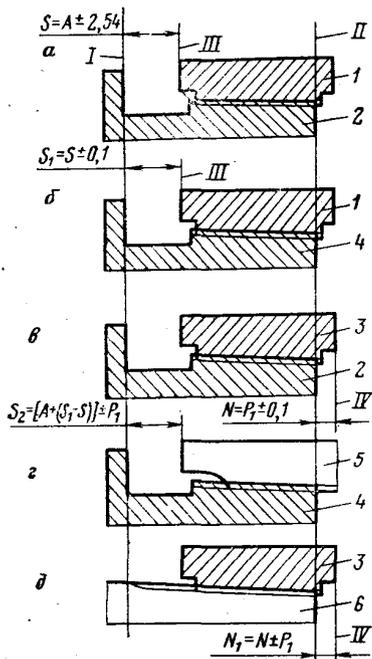


Рис. 10.2. Взаимосвязь между контрольными, рабочими калибрами и резьбой изделия:

I — измерительная плоскость калибр-пробок (рабочего и контрольного), соответствующая концу сбега резьбы трубы; *II* — измерительная плоскость контрольного калибр-пробки, соответствующая торцу трубы; *III* — измерительная плоскость рабочего калибр-кольца; *IV* — измерительная плоскость контрольного калибр-кольца; 1 — контрольный калибр-кольцо; 2 — контрольный калибр-пробка; 3 — рабочий калибр-кольцо; 4 — рабочий калибр-пробка; 5 — муфта; 6 — труба

Износ калибров в процессе их эксплуатации, выраженный изменением натягов S , S_1 и N , не должен выходить за пределы $+0,25$ мм, $-0,5$ мм.

Допуск прямолинейности, мкм:

боковых сторон профиля резьбы	3
образующей конуса калибров (пробок и колец) по линии среднего диаметра резьбы	В пределах 1/2 поля допуска конусности.

Допуск перпендикулярности и измерительной плоскости калибр-пробки (рабочей и контрольной) к оси резьбы:

диаметр труб, мм	<178	>178
допуск, мм:	0,03	0,075

Допуск параллельности измерительной плоскости припасованного калибр-кольца (рабочего и контрольного) относительно измерительной плоскости контрольной калибр-пробки:

диаметр труб, мм	<178	>178
допуск, мм	0,05	0,075

Контроль следует проводить на расстоянии 3—5 мм от внешнего края торца.

Комплект рабочих резьбовых калибров должен состоять из калибр-пробки и калибр-кольца. Комплект контрольных резьбовых калибров состоит из контрольной калибр-пробки и припасованно-

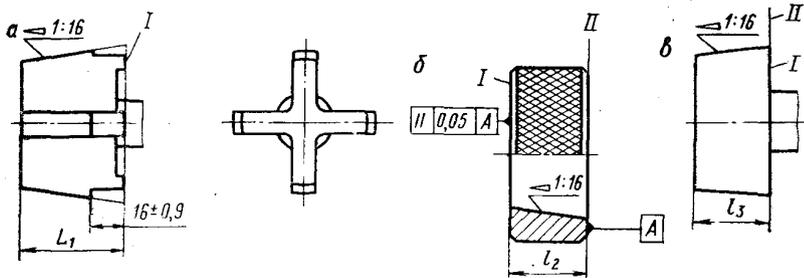


Рис. 10.3. Гладкие калибры:

а — калибр-пробка Г; б — калибр-кольцо Г; в — калибр-пробка К-Г; I — измерительная плоскость; II — основная плоскость

го к нему контрольного калибр-кольца. По заказу потребителя допускается изготовление отдельно рабочих калибр-пробок и рабочих калибр-колец. При одновременном заказе не менее 10 рабочих калибров (пробок и колец) и комплекта контрольных калибров рабочие калибры припасовываются к данным контрольным калибрам.

Условное обозначение калибра должно состоять из наименования калибра («пробка», «кольцо», «контрольная пробка», «контрольное кольцо»), типа, условного обозначения трубы и обозначения стандарта.

Пример условного обозначения резьбового рабочего калибр-пробки для обсадных труб условного диаметра 140 мм: пробка Р Обс 140 ГОСТ 10655—81.

Основные размеры и предельные отклонения рабочих и контрольных гладких калибров должны соответствовать указанным на рис. 10.3 и в табл. 10.3.

Калибр-кольцо должен быть припасован по краске к контрольной калибр-пробке. Прилегание конусных поверхностей должно быть не менее 80%. Толщина слоя краски должна составлять не более 0,010 мм.

При контроле припасованного калибр-кольца его плоскость А должна совпадать с измерительной плоскостью контрольной калибр-пробки. Предельные отклонения смещения измерительной плоскости (мм):

нового калибр-кольца для труб диаметром:

< 178 мм	±0,1
> 178 мм	±0,15
предельно изношенного калибр-кольца	±0,5

Комплект гладких калибров должен состоять из рабочей калибр-пробки, контрольной калибр-пробки и припасованного к нему рабочего калибр-кольца.

По заказу потребителя допускается изготовление отдельно рабочих калибр-пробок и калибр-колец. К одной контрольной калибр-пробке припасовывается не более 10 калибр-колец.

Таблица 10.3

Размеры гладких калибров (мм)

Условный диаметр трубы	Диаметр калибров				Калибр-кольцо	L_1 (предельное отклонение Δ_{15})	L_2 (предельное отклонение $j_s 12$)	l_3	Предельные отклонения конусности калибр-пробки на его длине		
	Калибр-пробка								Внутренний диаметр	рабочей	контрольной
	рабочая		контрольная								
	Наружный диаметр	Предельное отклонение	Наружный диаметр	Предельное отклонение							
114	111,230		114,300		114,300	74	50,625	50,625			
127	123,930		127,000		127,000	77,5	54,125	54,125			
140	136,630	$\pm 0,012$	139,700	$\pm 0,012$	139,700	80,5	57,125	57,125	$\pm 0,010$		
146	142,980		146,050		146,050	83,5	60,125	60,125			
168	165,205		168,275		168,275	87	63,625	63,625			
178	174,730		177,800		177,800	87	63,625	63,625			
194	190,512		193,675		193,675	90	66,625	66,625			
219	215,912	$\pm 0,018$	219,075	$\pm 0,018$	219,075	93	69,625	69,625	$\pm 0,015$		
245	241,312		244,475		244,475	93	69,625	69,625	$\pm 0,015$		
273	269,887	$\pm 0,020$	273,050	$\pm 0,020$	273,050	96,5	73,125	73,125	$\pm 0,018$		
299	295,287		298,450		298,450	96,5	73,125	73,125			
324	320,687		323,850		323,850	96,5	73,125	73,125			
340	336,562		339,725		339,725	96,5	73,125	73,125			
406	403,237	$\pm 0,025$	406,400	$\pm 0,025$	406,400	109	85,625	85,625	$\pm 0,020$		
473	469,912		473,075		473,075	109	85,625	85,625			
508	504,837		508,000		508,000	109	85,625	85,625			

Применение калибров

1. Для определения действительного натяга S_1 и N должны использоваться контрольные резьбовые калибры. До начала эксплуатации калибров следует определить действительный натяг S контрольной пары новых или отремонтированных калибров (см. рис. 10.2, а). Значение этого натяга маркируется на контрольном калибр-кольце.

Таблица 10.4

Тип и назначение калибров

Тип калибра	Трубы ОТТМ	Трубы ОТТГ и нипельные концы труб ТБО	Муфты ОТТМ	Муфты ОТТГ и раструбные концы труб ТБО
Пробка Р	—	—	—	Контроль профиля и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости Контроль конусности (разности внутренних диаметров) и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости
Пробка Г	—	—	—	
Пробка Г-У	—	—	—	
Кольцо Р	Контроль профиля и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости	—	—	—
Пробка К-Г-Р	Контроль внутреннего диаметра резьбы в измерительной плоскости калибр-кольца Р	—	—	—
Кольцо Г	Контроль конусности (разности наружных диаметров) и наружного диаметра резьбы в основной плоскости	—	—	—
Пробка К-Г-Г	Контроль диаметра в измерительной плоскости калибр-кольца Г	—	—	—
Кольцо Г-У	—	Контроль конусности (разности диаметров) и диаметра в плоскости торца уплотнительного конического пояска	—	—
Пробка К-Г-Г-У	—	Контроль диаметра в измерительной плоскости калибр-кольца Г-У	—	—

2. Контрольный резьбовой калибр-кольцо предназначен для определения действительного натяга S_1 рабочего резьбового калибр-пробки (см. рис. 10,2, б). Значение этого натяга маркируется на рабочей калибр-пробке.

3. Контрольный резьбовой калибр-пробка предназначена для определения действительного натяга N рабочего резьбового калибр-кольца (см. рис. 10,2, в). Значение этого натяга маркируется на рабочем калибр-кольце.

4. Рабочий резьбовой калибр-пробка предназначен для контроля натяга A , установленного ГОСТ 632—80. При этом рекомендуется учитывать разность натягов $S_1 - S$ (рис. 10,2, г).

5. Рабочий резьбовой калибр-кольцо предназначен для контроля натяга P_1 , установленного в ГОСТ 632—80. При этом рекомендуется учитывать действительное значение натяга N (рис. 10,2, д).

6. Рабочий гладкий калибр-пробка предназначен для контроля конусности внутреннего диаметра резьбы муфты; рабочий гладкий калибр-кольцо — для контроля конусности наружного диаметра резьбы трубы.

7. Контрольный гладкий калибр-пробка предназначен для припасовки к нему конуса рабочего гладкого калибр-кольца по краске и контроля этого диаметра в основной плоскости.

Резьбовые и гладкие калибры для контроля трапецеидальной резьбы и уплотнительных поверхностей соединений обсадных труб и муфт к ним ОТТМ, ОТТГ, ТБО (табл. 10.4) должны соответствовать ГОСТ 25575—83.

Комплект калибров должен состоять из контрольных и рабочих резьбовых и гладких калибров.

По заказу потребителя допускается поставка отдельно рабочих резьбовых и гладких калибр-пробок или калибр-колец.

Калибр-кольца в количестве не более 10 должны поставляться с одной гладкой контрольной калибр-пробкой, к которой они должны быть припасованы.

Основные размеры рабочих и контрольных калибров, профиль резьбы и их предельные отклонения указаны на рис. 10.4—10.9 и в табл. 10.5.

Предельные отклонения разности наружных и внутренних диаметров резьбы (мм):

Калибр-пробки Р	+0,020 на длине l_3 —20
Калибр-кольца Р	—0,010 на длине L —0,035
Предельные отклонения разности диаметров мм:	
калибр-пробок К-Г-Р и К-Г-Г	+0,010 на длине 56 мм —0,015 на длине >56 мм
калибр-пробки Г	+0,020 на длине l_{-12}
калибр-кольца Г	—0,010 на длине l_2 —0,035
калибр-пробок Г-У и К-Г-Г-У и калибр-кольца Г-У	±0,005 на длине калибра

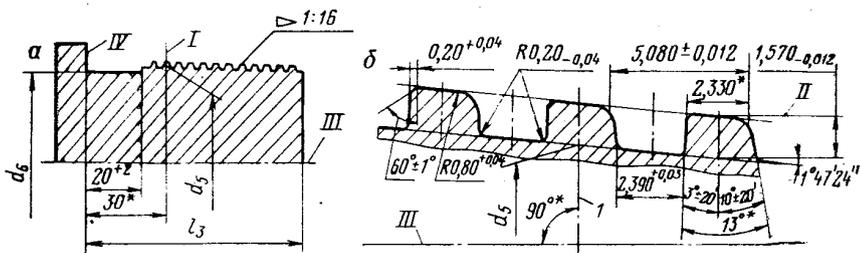


Рис. 10.4. Резьбовой калибр-пробка Р для контроля муфт труб ОТТМ, ОТТГ и раструбного конца труб ТБО:

a — пробка; b — профиль резьбы; I — основная плоскость; II — линия, параллельная оси резьбы; III — ось резьбы; IV — измерительная плоскость
* — размеры для справок

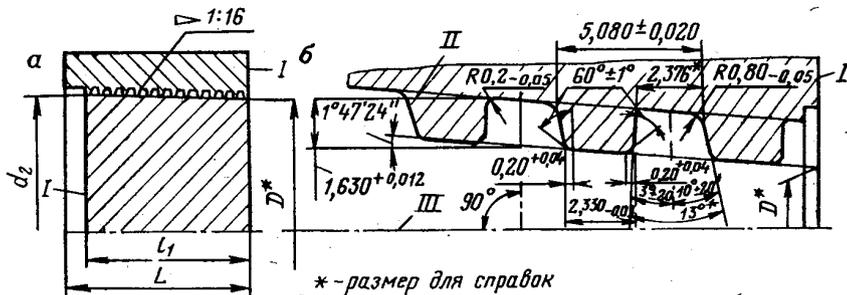


Рис. 10.5. Резьбовой калибр-кольцо Р для контроля резьбы труб ОТТМ; ОТТГ; ТБО:

a — припасовка калибра-кольца по гладкому калибру-пробке К-Г-Р; b — профиль резьбы калибра-кольца; I — измерительная плоскость; II — линия, параллельная оси резьбы; III — ось резьбы
* — размеры для справок

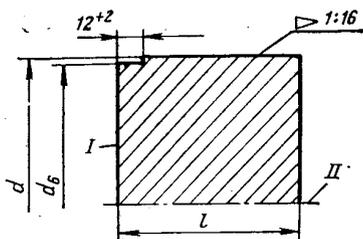


Рис. 10.6. Гладкий калибр-пробка Г для контроля внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости:

I — измерительная плоскость; II — ось калибра

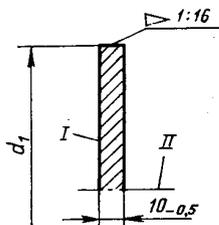


Рис. 10.7. Гладкий калибр-пробка Г-У для контроля уплотнительной конической расточки у муфт труб ОТТГ и раструба труб ТБО:

I, II — то же, что на рис. 10.6.

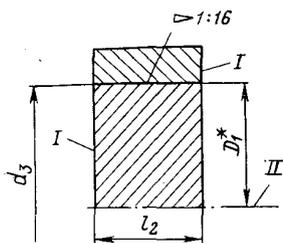


Рис. 10.8. Гладкий калибр-кольцо Г для контроля резьбы труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО и его припасовка по гладкой пробке К-Г-Г:

I, II — то же, что на рис. 10.6.
* — размер для справок

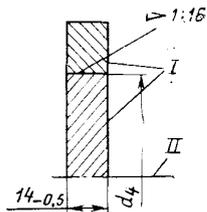


Рис. 10.9. Гладкий калибр-кольцо Г-У для контроля уплотнительного пояска труб ОТТГ, ТБО и его припасовка по гладкой пробке К-Г-Г-У:

I, II — то же, что на рис. 10.6.

При контроле разности диаметров указанных выше резьбовых и гладких калибров на другой длине предельные отклонения должны быть пропорционально изменены.

Предельные отклонения шага резьбы относятся к расстоянию между двумя любыми витками резьбы калибров.

Шаг резьбы и ширина площадки измеряются параллельно оси резьбы калибра.

При припасовке калибр-колец Р и Г соответственно к калибр-пробкам К-Г-Р и К-Г-Г расстояние между измерительными плоскостями калибров должно быть равно номинальному значению размеров l_1 и l_2 . Предельные отклонения $\pm 0,10$ мм. Несовпадение измерительных плоскостей при припасовке калибр-колец Г-У к калибр-пробкам К-Г-У должно быть не более $\pm 0,10$ мм.

Допуск параллельности измерительных плоскостей при припасовке рабочих калибр-колец к контрольным калибрам-пробкам должен быть $0,05$ мм.

Допуск перпендикулярности измерительных плоскостей к оси резьбы и к оси рабочих поверхностей соответственно резьбовых и гладких калибр-пробок должен быть $0,025$ мм.

Допуск прямолинейности боковых сторон профиля резьбы $0,003$ мм.

Шероховатость поверхности R_a по ГОСТ 2789—73 не должна быть более $0,32$ мкм.

В обозначение калибра включаются: тип калибра, обозначение резьбы, состоящее из назначения и условного диаметра трубы и типа резьбы; номер стандарта.

Примеры обозначений калибров:

резьбовой рабочий калибр-пробка для контроля резьбы муфт к трубам с условным диаметром 299 мм: пробка Р Обс 299 трап ГОСТ 25575—83;

гладкий рабочий калибр-кольцо для контроля уплотнительного конического пояска труб с условным диаметром 140 мм: кольцо Г-У Обс 140 трап ГОСТ 25575—83.

Таблица 10.5

Размеры калибров (мм)

Условный диаметр трубы	Диаметр в измерительной плоскости							Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости пробки типа Р d_5	Диаметр проточки пробок типов Р и Г d_6	Длина калибров				Расстояние от измерительной плоскости до малого торца пробки типа Р l_3
	внутренний, резьбы кольца типа Р D	кольца типа Г D_1	пробки типа Г d	пробки типа Г-У d_1	пробки типа К-Г-Р d_2	пробки типа К-Г-Г d_3	пробки типа К-Г-Г-У, кольца типа Г-У d_4			кольца типа Р L	пробки типа Г l	пробки типа К-Г-Р l_1	пробки типа К-Г-Г, кольца типа Г l_2	
Поле допуска $\pm 1T16$ 2														
114	108,475	111,675	112,225	106,800	112,225	114,300	106,375	111,100	109	64	65	60	42	77
127	121,050	124,250	124,925	119,375	124,925	127,000	118,950	123,800	122	66	67	62	44	79
140	133,500	136,700	137,625	131,875	137,625	139,700	131,400	136,400	135	70	71	66	48	83
146	139,850	143,050	143,975	138,175	143,975	146,050	137,750	142,850	141	70	71	66	48	83
168	161,825	165,025	166,200	160,150	166,200	168,275	159,725	165,075	163	74	75	70	52	87
178	171,100	174,300	175,725	169,425	175,725	177,800	169,000	174,600	173	78	79	74	56	91
194	186,725	189,925	191,600	185,050	191,600	193,675	184,625	190,475	189	82	83	78	60	95
219	211,750	214,950	217,000	210,075	217,000	219,075	209,650	215,875	214	88	89	84	66	101
245	237,150	240,350	242,400	235,475	242,400	244,475	235,050	241,275	239	88	89	84	66	101
273	265,725	268,925	270,975	264,050	270,975	273,050	263,625	269,850	268	88	89	84	66	101
299	291,125	294,325	296,375	—	296,375	298,450	—	295,250	293	88	89	84	66	101
324	316,525	319,725	321,775	—	321,775	323,850	—	320,650	319	88	89	84	66	101
340	332,400	335,600	337,650	—	337,650	339,725	—	336,525	335	88	89	84	66	101

Примечание. Предельные отклонения размера d_4 относятся только к калибр-пробкам типа К-Г-Г-У.

Примечание. Обозначение калибров для труб с условным диаметром 114 мм и муфт к ним дополнительно должно включать буквы «НКМ», например:

резьбовой рабочий калибр-кольцо:

кольцо Р Обс НКМ 114 трап ГОСТ 25575—83.

Технические условия на калибры в соответствии с ГОСТ 24672—81.

Проверка резьбовых соединений обсадных труб и муфт к ним по ГОСТ 632—80

Резьба обсадных труб и муфт к ним с резьбой треугольного профиля проверяется калибрами по ГОСТ 10655—81.

Натяг оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты по резьбовой калибр-пробке должен быть равен величине A (см. рис. 10.10 и табл. 8.8 и 8.9), принятой для свинчивания муфт с трубами вручную. Предельные отклонения $\pm 3,2$ мм.

Натяг резьбы трубы A_T (расстояние от измерительной плоскости калибр-кольца до торца трубы) по резьбовому калибр-кольцу должен соответствовать величинам, указанным на рис. 10.10 и в табл. 8.8 и 8.9. Предельные отклонения $\pm 3,2$ мм.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен величине A . Предельные отклонения $\pm 3,2$ мм. Допускается подбор муфт и концов труб по натягу.

Резьба обсадных труб и муфт к ним с резьбой трапецеидального профиля ОТТМ проверяется калибрами по ГОСТ 25575—83.

При определении натяга резьбы трубы по резьбовому и гладкому калибр-кольцам измерительная плоскость калибр-колец должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на 2,5 мм (рис. 10.11).

Натяг оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты по резьбовой калибр-пробке должен быть равен $12_{-2,5}$ мм, а измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна совпадать с торцом муфты или утопать относительно торца муфты на более чем на 2,5 мм (см. рис. 10.11).

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен 14 ± 3 мм (рис. 10.12).

После свинчивания трубы и муфты на станке торец муфты должен совпадать с концом сбеге резьбы на трубе или не доходить до него не более чем на 5 мм (см. рис. 10.12).

Проверка соединений обсадных труб и муфт к ним с трапецеидальной резьбой и уплотнительными поверхностями ОТТГ и безмуфтовых обсадных труб ТБО производится калибрами по ГОСТ 25575—83.

При определении натяга резьбы по резьбовому и гладкому калибр-кольцам измерительная плоскость калибр-колец должна находиться на расстоянии $24_{-2,5}$ мм от торца трубы (см. рис. 10.13).

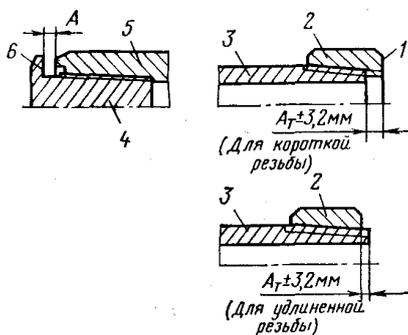


Рис. 10.10. Контроль резьбы обсадных труб и муфт к ним с резьбой треугольного профиля:

1 — измерительная плоскость резьбового калибр-кольца; 2 — резьбовой калибр-кольца; 3 — труба; 4 — резьбовой калибр-пробка; 5 — муфта; 6 — измерительная плоскость резьбового калибр-пробки

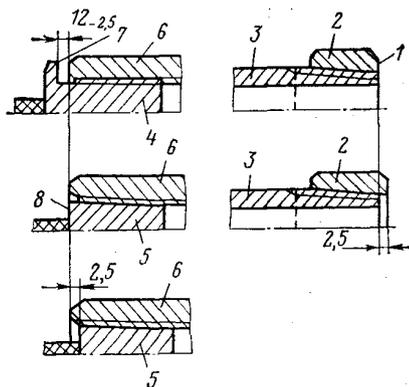
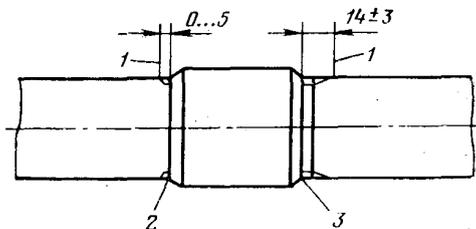


Рис. 10.11. Контроль резьбы обсадных труб и муфт к ним с резьбой трапециевидального профиля — OTTM:

1 — измерительная плоскость резьбового и гладкого калибр-колец; 2 — резьбовой и гладкий калибр-кольца; 3 — труба; 4 — резьбовой калибр-пробка; 5 — гладкий калибр-пробка; 6 — муфта; 7 — измерительная плоскость резьбового калибр-пробки; 8 — измерительная плоскость гладкого калибр-пробки

Рис. 10.12. Свинчивание труб OTTM с муфтами вручную и на станке:

1 — конец сбега резьбы; 2 — свинчивание на станке; 3 — свинчивание вручную



Натяг оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты по резьбовому калибр-пробке должен быть равен $8_{-2,5}$ мм (см. рис. 10.13), а измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна утопать относительно торца муфты от 4,0 до 6,5 мм.

При определении диаметра уплотнительного конического пояса трубы измерительная плоскость гладкого калибр-кольца должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на 1,6 мм (см. рис. 10.13).

При определении диаметра в расчетной плоскости оцинкованной или фосфатированной уплотнительной конической расточки муфты измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна находиться на расстоянии l_2 (см. табл. 8.14) от торца муфты. Предельные отклонения $+1,6$ мм (см. рис. 10.13).

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен 10 ± 2 мм (рис. 10.14). Допускается подбор муфт и концов труб по натягу.

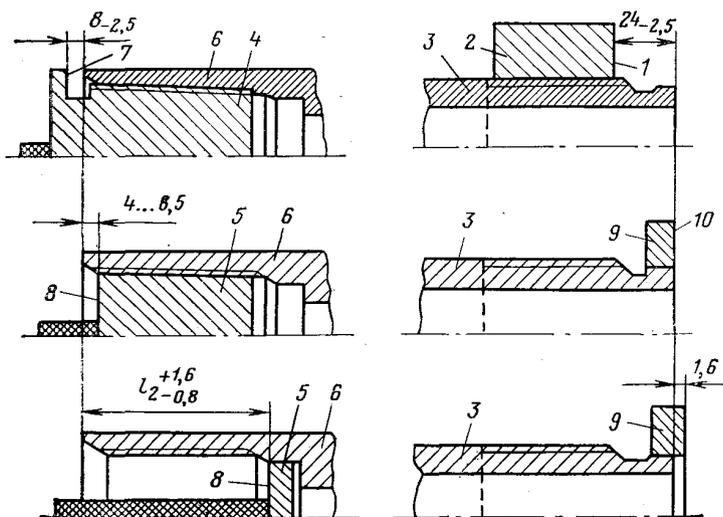


Рис. 10.13. Контроль резьбы обсадных труб и муфт к ним — ОТГ и безмуфтовых обсадных труб — ТБО:

1 — измерительная плоскость резьбового и гладкого калибр-колец; 2 — резьбовой и гладкий калибр-кольца; 3 — труба ОТГ и ниппельный конец трубы ТБО; 4 — резьбовой калибр-пробка; 5 — гладкий калибр-пробка; 6 — муфта ОТГ и раструбный конец трубы ТБО; 7 — измерительная плоскость резьбового калибр-пробки; 8 — измерительная плоскость гладкого калибр-пробки; 9 — гладкий калибр-кольцо; 10 — измерительная плоскость гладкого калибр-кольца

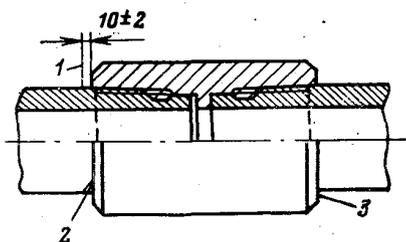


Рис. 10.14. Свинчивание труб ОТГ с муфтами:-

1 — конец сбега резьбы; 2 — свинчивание вручную; 3 — свинчивание на станке

После свинчивания трубы и муфты на станке должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и упорного уступа муфты по всему периметру стыка упорных поверхностей. Допускается зазор между упорными поверхностями трубы и муфты не свыше 1 мм для исполнения Б (рис. 10.14).

Натяги резьб ниппельного и раструбного концов труб ТБО должны быть такими, как у труб ОТГ.

Диаметры уплотнительных конических поверхностей ниппельного и раструбного концов трубы должны определяться так же, как у труб ОТГ.

Шаг резьбы (на длине 25,4 мм и на всей длине), углы наклона сторон и высота профиля, конусность по среднему диаметру треугольной резьбы, конусность по внутреннему диаметру наружной трапецидальной резьбы и по наружному диаметру внутренней

трапецидальной резьбы, перпендикулярность и плоскостность упорных поверхностей, соосность резьбы и уплотнительных конических поверхностей соединений труб и муфт ОТТГ и труб ТБО и ширина упорного уступа раструбного конца труб ТБО должны проверяться периодически в объемах и сроках, согласованных изготовителем с потребителем.

Проверке соосности резьб должно быть подвергнуто не менее 1% муфт от каждой партии.

Проверке качества сопряжения торца трубы ОТТГ и упорного уступа муфты подвергают каждое соединение партии.

Конусность по наружному диаметру резьбы труб и ниппельных концов труб ТБО и по внутреннему диаметру резьбы муфт и раструбных концов труб ТБО, а также конусность уплотнительных конических поверхностей труб и муфт ОТТГ и труб ТБО должна проверяться гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.

Толщина под резьбой t проверяется во впадине первой нитки, расположенной со стороны торца трубы.

Для проверки совпадения осей резьбы обоих концов муфта должна навинчиваться на нарезанный цилиндрический стержень, точно выверенный и центрированный в патроне токарного станка или специального приспособления. В свободный конец муфты должен ввинчиваться другой цилиндрический, чисто обработанный стержень длиной не менее 250 мм.

Вращая муфту, определяют биение (удвоенную величину отклонения соосности) стержня у торца муфты и у конца стержня индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм. Отсчет величины биения у конца стержня ведется от середины муфты.

ГЛАВА 11

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

На обсадную колонну действуют различные по величине и характеру нагрузки:

- 1) растягивающие нагрузки от собственного веса;
- 2) сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой;
- 3) динамические нагрузки, возникающие в период неустановившегося движения колонны в осевом направлении;
- 4) осевые нагрузки, обусловленные силами трения колонны о стенки скважины;
- 5) осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации;
- 6) наружное и внутреннее избыточные давления;
- 7) изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения колонны (промежуточная или эксплуатационная) будут также действовать нагрузки, характер-

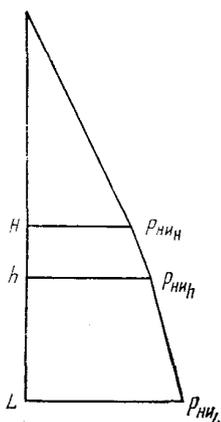


Рис. 11.1. Эпюра распределения наружных избыточных давлений

ные для данного типа колонны, например силы трения, возникающие при вращении буровой колонны в обсадной и приводящие в ряде случаев к протиранию обсадной трубы.

Основные нагрузки для расчета — осевые растягивающие нагрузки, наружное и внутреннее избыточные давления.

Избыточное наружное давление

Избыточное наружное давление определяют как разность между наружным и внутренним давлением для одного и того же момента времени.

Наружное давление для эксплуатационной колонны рассчитывают для периода окончания эксплуатации скважины.

В незацементированной зоне нефтяных скважин избыточное давление определяется по формулам (рис. 11.1):

если $h > H$, то

$$p_{ниz} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (11.1)$$

$$p_{ниz} = \gamma_p z - \gamma_b (z - H) \quad \text{при } H \leq z \leq h; \quad (11.2)$$

если $h < H$, то

$$p_{ниz} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq h,$$

где γ_p — удельный вес бурового раствора за колонной, Н/м^3 ; γ_b — удельный вес жидкости в колонне, Н/м^3 ; h — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора, м; H — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м.

В газовых, а также в газоконденсатных и газовых скважинах при наличии столба жидкости в колонне

$$p_{ниz} = \gamma_b z - p_{\text{min}} \quad \text{при } 0 \leq z \leq h. \quad (11.3)$$

При окончании эксплуатации ($H=L$) за внутреннее давление p_{min} принимают наименьшие устьевое и забойное давления для заданного диаметра эксплуатационной колонны.

В зацементированной зоне давление определяют по составному столбу, пластовому и горному давлению.

1. При расчете по составному столбу (с учетом разгрузки в зацементированной зоне) давление принимают

$$p_{ниz} = p_{ниh} + \frac{p_{ниL} - p_{ниh}}{L - h} (z - h). \quad (11.4)$$

Для нефтяных скважин

$$p_{ниL} = [(\gamma_c - \gamma_b) L - (\gamma_c - \gamma_p) h + \gamma_b H] (1 - k). \quad (11.5)$$

Для газовых скважин

$$p_{ни_L} = \{[\gamma_{ц} L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р}) h] - p_{мин}\} (1 - k). \quad (11.6)$$

Для колонн, зацементированных до устья ($h=0$)

$$p_{ни_L} = \frac{p_{ни_L}}{L} z. \quad (11.7)$$

$p_{ни_L}$ определяется из формул (11.5) и (11.6) при $h=0$.

Примечания:

а) если $p_{ни_L} < p_{ни_h}$, то расчетное давление на всем зацементированном участке принимается $p_{ни_h}$;

б) если $p_{ни_z}$ окажется больше, чем давление, определенное по столбу раствора, то расчет всей колонны ведут по формулам (11.1) — (11.3) для интервалов $H \leq z \leq L$, $0 \leq z \leq H$, $0 \leq z \leq h$.

2. При расчете по пластовому давлению избыточное давление определяют по формуле

$$p_{ни_z} = p_{пл_z} - p_{в_z}. \quad (11.8)$$

3. В интервале залегания пород, склонных к текучести:

$$p_{ни_z} = \gamma_{п} z - p_{в_z}, \quad (11.9)$$

где $\gamma_{п}$ — средний удельный вес вышележащих пород, Н/м³.

Расчет ведут по наибольшему из давлений, подсчитанных по пп. 1—3.

Для первых разведочных скважин, а также при кольцевых диаметральных зазорах между скважиной и трубами менее 30 мм наружное давление определяется по столбу бурового раствора по формулам п. 1 (примечание б).

Для промежуточных колонн наружное избыточное давление для нормальных условий при отсутствии поглощений и проявлений определяется исходя из минимального внутреннего давления:

а) в незацементированной зоне

$$p_{ни_z} = (\gamma_{р} - \gamma_{к}) z; \quad (11.10)$$

б) в зацементированной зоне давления определяют с учетом составного столба бурового и цементного растворов

$$p_{ни_z} = p_{ни_h} + \frac{p_{ни_L} - p_{ни_h}}{L - h} (z - h), \quad (11.11)$$

где

$$p_{ни_L} = [(\gamma_{ц} - \gamma_{к}) L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р}) h] (1 - k); \quad (11.12)$$

$$p_{ни_h} = (\gamma_{р} - \gamma_{к}) h. \quad (11.13)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$p_{ни_z} = (\gamma_{ц} - \gamma_{к}) (1 - k) z,$$

где γ_p — удельный вес бурового раствора за колонной, Н/м³; γ_k — удельный вес бурового раствора в колонне, Н/м³.

Наружное избыточное давление при газонефтеводопроявлениях определяется:

а) в незацементированной зоне

$$\rho_{ни_2} = (\gamma_p - \gamma_0) z; \quad (11.14)$$

б) в зацементированной зоне по (11.11),

где

$$\rho_{ни_2} = [(\gamma_{ц} - \gamma_0) L - (\gamma_{ц} - \gamma_p) h] (1 - k). \quad (11.15)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$\rho_{ни_2} = (\gamma_{ц} - \gamma_0) (1 - k) z,$$

где γ_0 — минимальный удельный вес жидкости при бурении под следуюшую за рассчитываемой колонну.

Наружное избыточное давление при поглощениях рассчитывают по формулам (11.1) — (11.7), в которых H — расстояние от устья до уровня жидкости в колонне, а γ_b заменяется на γ_k .

Если расчет ведется по пластовому или горному давлению, то используются формулы (11.8) и (11.9).

При кольцевых диаметральных зазорах 30 мм и менее, а также при наличии других условий, препятствующих полному вытеснению бурового раствора из кольцевого пространства, наружное избыточное давление определяется по столбу раствора

$$\rho_{ни_2} = (\gamma_p - \gamma_k) z \quad \text{при} \quad 0 \leq z \leq L.$$

Избыточное внутреннее давление

Внутреннее давление в колонне действует при спуске колонны, в процессе цементирования скважины и при эксплуатации. При спуске колонны в скважину давление в ней равно гидростатическому столбу жидкости. В процессе цементирования внутреннее гидростатическое давление повышается на величину, необходимую для преодоления разности весов столбов жидкости и сопротивления движению. По мере твердения цементного раствора давление в колонне увеличивается, что связано с выделением тепла в процессе схватывания цементного раствора. В период эксплуатации внутреннее давление определяется уровнем жидкости в колонне или величиной пластового давления (для газовых и фонтанирующих скважин).

Внутреннее избыточное давление определяется для периода ввода скважины в эксплуатацию (опрессовка колонны), т. е. в момент передачи наибольшего давления.

Для эксплуатационной колонны в незацементированной зоне ($0 \leq z \leq h$) избыточное внутреннее давление определяется по формулам

$$\rho_{ви_2} = 1,1 p_y - (\gamma_p - \gamma_{ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1 p_y > p_{оп}; \quad (11.16)$$

Таблица 11.1

Минимальное избыточное внутреннее давление при испытании колонн на герметичность

Наружный диаметр колонны, мм	Давление, МПа	Наружный диаметр колонны, мм	Давление, МПа
114—127	12	219—245	7,0
140—146	10	273—351	6,0
168	9,0	377—426	5,0
178—194	7,5		

$$p_{вн_z} = p_{оп} - (\gamma_p - \gamma_{ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1 p_y \leq p_{оп}, \quad (11.17)$$

где p_y — избыточное внутреннее давление на устье в период ввода скважины в эксплуатацию, Па; $p_{оп}$ — минимальное внутреннее давление (табл. 11.1), Па; $\gamma_{ж}$ — удельный вес опрессовочной жидкости, Н/м³.

Большее из величин $1,1 p_y$ и $p_{оп}$ принимается за расчетное.

В зацементированной зоне избыточное внутреннее давление определяется:

1. При расчете с учетом наружного давления составного столба

$$p_{вн_z} = p_{вн_h} + \frac{p_{вн_L} - p_{вн_h}}{L - h} (z - h); \quad (11.18)$$

$$p_{вн_L} = \{ 1,1 p_y - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж}) L - (\gamma_{ц} - \gamma_p) h] \} (1 - k), \quad (11.19)$$

или

$$p_{вн_L} = \{ p_{оп} - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж}) L - (\gamma_{ц} - \gamma_p) h] \} (1 - k). \quad (11.20)$$

$p_{вн_h}$ определяют по формулам (11.16), (11.17) при $z=h$. Для колонн, зацементированных до устья, $h=0$.

Расчет ведется по большему из значений выражений (11.19) и (11.20).

2. При расчете с учетом пластового давления

$$p_{вн_z} = 1,1 p_y + \gamma_{ж} z - p_{пл} \quad \text{при} \quad 1,1 p_y \geq p_{оп}; \quad (11.21)$$

$$p_{вн_z} = p_{оп} + \gamma_{ж} z - p_{пл} \quad \text{при} \quad 1,1 p_y \leq p_{оп}. \quad (11.22)$$

В случаях 1 и 2 колонна испытывается в один прием без пакера. Величина p_y определяется из выражений:

а) в период ввода скважины в эксплуатацию при закрытом устье:

для нефтяных скважин

$$p_y = p_{пл_L} - \gamma_v L; \quad (11.23)$$

для газовых скважин

$$p_y = p_{пл/e^s}; \quad (11.24)$$

$$s = \frac{0,03415 \gamma (L - z)}{m T_{cp}} \quad \text{или} \quad s \approx 10^{-4} \bar{\gamma} (L - z); \quad (11.25)$$

$$T_{cp} = (T_y + T_z)/2,$$

где γ — удельный вес газа по воздуху; m — коэффициент сжимаемости газа; T_y, T_z — температуры на устье и на забое, К.

Распределение давления по длине колонны допускается принимать линейным.

По окончании эксплуатации газовых скважин за внутреннее давление p_{min} принимают наименьшие устьевое и забойное давления;

б) для газонефтяных и газовых скважин при наличии в закрытых стволах жидкости и газа на всех стадиях эксплуатации внутреннее давление определяется по формулам

$$p_{вz} = p_{плL} - \gamma_v (L - z) \quad \text{при} \quad H \leq z \leq L; \quad (11.26)$$

$$p_{вz} = \frac{p_{плL} - \gamma_v (L - H)}{e^s} \quad \text{при} \quad 0 \leq z \leq H; \quad (11.27)$$

где H — расстояние от устья до уровня жидкости в скважине.

Давление на устье p_y определяется из выражения (11.27) при $z=0$.

В хорошо изученных районах допускается производить расчет внутреннего давления по фактическим промысловым значениям устьевого давления.

Формулы (11.19) и (11.20) используются, если наружное давление на колонну $p_n > p_{пл}$. Наружное давление на забое

$$p_{нL} = [\gamma_D h + \gamma_{ц} (L - h)] (1 - k) + k p_{вL}. \quad (11.28)$$

Распределение давления p_n на участке $h-L$ принимается линейным.

Формулы (11.21) и (11.22) используются, если $p_n < p_{пл}$.

Для промежуточных колонн избыточное внутреннее давление определяют по формулам для эксплуатационных колонн, при этом p_y рассчитывают по следующим формулам для максимального значения внутреннего давления $p_{вz}$ при бурении под последующую колонну при $z=0$:

а) максимальное давление при закрытом устье во время ликвидации выброса или открытого фонтанирования

$$p_{вz} = p_{плl} - \gamma_0 (l - z) \quad \text{при} \quad 0 \leq z \leq L; \quad (11.29)$$

$$p_y = p_{плl} - \gamma_0 l,$$

где l — расстояние от устья до пласта, в котором возможны газодонефтепроявления;

б) максимальное давление при закрытом устье в случае частичной замены бурового раствора газом

$$p_{вz} = p_{плl} - \gamma_v (l - z) \quad \text{при} \quad H \leq z \leq L; \quad (11.30)$$

$$p_{вz} = \frac{p_{плl} - \gamma_{в} (l - H)}{e^s} \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (11.31)$$

$$s = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma} (H - z); \quad p_y = \frac{p_{плl} - \gamma_{в} (l - H)}{e^s};$$

$$s = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma} H.$$

В случае полного замещения раствора газом ($H=l$)

$$p_{вz} = p_{плl}/e^s;$$

в) при бурении под следующую колонну с использованием утяжеленного раствора

$$p_{вz} = \gamma_{к} z;$$

$$p_y = 0. \quad (11.32)$$

Если удельный вес опрессовочной жидкости $\gamma_{ж}$ окажется меньше γ_0 или $\gamma_{к}$, то при определении избыточного наружного давления вместо γ_0 и $\gamma_{к}$ подставляют $\gamma_{ж}$.

Расчет хвостовиков и колонны, спускаемых секциями

Избыточное наружное давление при газонефтепроявлениях

$$p_{ниz} = (\gamma_{ц} - \gamma_0) (1 - k) (z - l_0) \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L; \quad (11.33)$$

$$p_{ниz} = p_{плz} - \gamma_0 z \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L, \quad (11.34)$$

где l_0 — расстояние от устья до верха хвостовика или секционной колонны.

Большее значение принимают за расчетное.

В интервале залегания пород, склонных к текучести:

$$p_{ниz} = (\gamma_{п} - \gamma_0) z. \quad (11.35)$$

Избыточное внутреннее давление при бурении определяется:

а) при газонефтепроявлениях ($p_y > 0$)

$$p_{виз} = p_{плz} - \gamma_0 (1 - z) - p_{пл}; \quad (11.36)$$

б) при нормальных условиях, когда $p_y = 0$:

$$p_{виз} = \gamma_{к} z - p_{плz}, \quad (11.37)$$

где $\gamma_{к}$ — максимальный удельный вес раствора при бурении под следующую колонну.

При испытании колонн на герметичность в один прием без использования пакера избыточное внутреннее давление определяют по формулам (11.21) и (11.22), в которых p_y определяют так же, как и для промежуточных колонн.

При испытании с применением пакера

$$p_{виз} = 1,1 p_{вz} - p_{плz},$$

где $p_{вz}$ рассчитывают по формулам (11.29) — (11.32).

Осевая нагрузка от собственного веса колонны

Осевая нагрузка определяется по теоретическому весу спущенной колонны

$$Q = \sum_1^n q l_i q_i, \quad (11.38)$$

где l_i — длина i -й секции, м; q_i — масса единицы длины колонны, кг.

Расчетные формулы

Спротивляемость труб избыточному наружному давлению определяется давлением, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести материала труб. Критическое давление (МПа) рассчитывают по формуле Г. М. Саркисова

$$p_{кр} = 1,1 k_{min} \left\{ \sigma_p + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_p + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 \rho \sigma_p} \right\}, \quad (11.39)$$

где $k_{min} = s_{min}/D$, $k_0 = s_0/D$; D — наружный диаметр, мм; σ_p — предел пропорциональности, принимаемый равным пределу текучести, МПа; E — модуль упругости, МПа; s — толщина стенки, мм; e — овальность, наибольшее расчетное значение которой равно 0,01 для труб до 219 мм включительно, 0,015 для труб от 245 до 324 мм и 0,02 — свыше 324 мм:

$$s_{min} = 0,875 s; \quad s_0 = 0,905 s; \quad \rho = s_0/s_{min} = 1,034.$$

В приложении 3 даны величины $p_{кр}$.

Сминающее давление, при котором отмечается пластическая деформация трубы, может определяться как $p_{см} = c p_{кр}$, где c — опытный коэффициент. В зависимости от величины $k = s/D$ средние значения c равны:

$0,03 < k \leq 0,04$	1,05
$0,04 < k \leq 0,05$	1,07
$0,05 < k \leq 0,06$	1,1
$0,06 < k \leq 0,07$	1,13
$k > 0,07$	1,18

Критическое давление из условия потери устойчивости

$$p_{кр} = 2,2 E k_0^2 k_{min} \rho. \quad (11.40)$$

Обычно $p_{кр}$, определенное по (11.40), больше, чем рассчитанное по формуле (11.39).

Избыточное наружное давление для труб не должно превышать допустимого

$$p_{нпз} \leq p_{кр}/n_1,$$

где n_1 — коэффициент запаса прочности, принимаемый для секций эксплуатационного объекта 1—1,3, а для остальных секций — 1,0.

На сминающее давление влияет растягивающая нагрузка. Как показали экспериментальные исследования, с увеличением растягивающих напряжений и уменьшением толщины стенки сминающее давление падает. С увеличением k влияние растягивающих напряжений на сминающее давление уменьшается. Исходя из имеющихся экспериментальных данных, целесообразно для труб, растягивающее напряжение в которых превышает 50% от предела текучести, коэффициент запаса на смятие увеличить на 10%.

Избыточное внутреннее давление, при котором напряжения в трубе достигают предела текучести,

$$p_T = 0,875 \frac{2 \sigma_T s}{D}, \text{ МПа.} \quad (11.41)$$

Давление по (11.16), (11.17), (11.18), (11.21), (11.22) не должно превышать допустимого:

$$p_{вн2} \leq p_T/n_2,$$

где n_2 — коэффициент запаса прочности, равный для труб 114—219 мм — 1,15, свыше 219 мм — 1,52.

Страгивающую нагрузку для труб с резьбой треугольного профиля определяют по формуле Яковлева — Шумилова:

$$P_{ст} = \frac{\pi D_c b \sigma_T \cdot 10^{-3}}{i + \eta \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (11.42)$$

где D_c — средний диаметр сечения по впадине первой полной нитки (в основной плоскости): $D_c = D - 2t - b$ (t — глубина резьбы), мм; b — толщина стенки трубы по впадине той же нитки, мм; l — длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм; α — угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, равный 60° ; φ — угол трения, принимаемый равным 7° ; η — коэффициент разгрузки; σ_T — предел текучести материала труб, МПа.

Численные значения $P_{ст}$ приведены в приложении 4.

Вес колонны Q , определенный по формуле (11.39), не должен превышать допустимого: $Q \leq [P]$, где $[P] = P_{ст}/n_3$. Здесь n_3 — коэффициент запаса прочности, величина которого приведена в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Коэффициент запаса прочности

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности	Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности
114—168	<3000	1,15	273—324	<1500	1,45
	>3000	1,3		>1500	1,6
178—245	<1500	1,3	>324	<1500	1,6
	>1500	1,45		>1500	1,75

Осевая растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле муфты равны пределу текучести, определяется (кН) по формуле А. Е. Сарояна

$$P_{ст} = \frac{\pi D a \sigma_T \cdot 10^{-3}}{1 + 0,2 \frac{D a}{d t} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \sin \alpha}, \quad (11.43)$$

где D — средний диаметр муфты в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении, мм; a — толщина стенки муфты в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении, мм; d — средний диаметр резьбы в плоскости последнего витка, находящегося в сопряжении, мм; t — рабочая высота профиля резьбы, мм; σ_T — предел текучести, МПа.

Для колонн из труб с трапециевидальной резьбой допускаемая нагрузка на растяжение $[P]$ определяется по формуле

$$[P] = P_{раз}/n_3, \quad (11.44)$$

где $P_{раз}$ — разрушающая нагрузка; $n_3 = 1,8$.

Разрушающие нагрузки определяются по формулам, приведенным в приложении 13. Величины нагрузок даны в приложении 5 и 6.

Предельная осевая нагрузка Q при спуске колонны в клиновом захвате определяется по формуле (4.37). Допускаемая нагрузка $Q_0 = Q/n_4$. Рекомендуемые величины коэффициента запаса: $n_4 = 1,15 \div 1,3$ ($n_4 = 1,3$ для труб диаметром 178 и более).

Расчет колонны для наклонно-направленных скважин

Наружные и внутренние избыточные давления рассчитываются по формулам, приведенным выше для вертикальных скважин. При этом расстояние от устья до характерных точек L , h , H определяют по вертикали.

Растягивающая нагрузка определяется по весу колонны. Влияние изгиба колонны учитывается при расчете на растяжение коэффициентом запаса прочности, который вычисляется из выражения

$$n_1' = \frac{n_1}{1 - n_1 c \alpha_0}, \quad (11.45)$$

$$c = \frac{E D_c}{1,15 \cdot 10^3 \sigma_T} \left[1 + \frac{D_c \eta}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \right];$$

n_1 — коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,15 для труб диаметром до 168 мм и 1,3 для труб диаметром 178 мм и более; α_0 — интенсивность пространственного искривления, градус на 10 м; D_c — средний диаметр сечения в основной плоскости резьбы, м, l — длина резьбы с полным профилем, м.

Во всех случаях n_1' не должен быть меньше значений, приведенных в табл. 11.2 для каждой группы размеров колонн.

Методика расчета колонн

На основании исходных данных определяют избыточные наружные и внутренние давления на устье скважины и на глубинах H , h , L , а также для интервалов, рассчитываемых по пластовому или горному давлению. Распределение давлений на этих интервалах принимается линейным.

Для удобства расчетов избыточные давления по глубине скважины представляют в виде эпюр (см. рис. 11.1).

Задаются коэффициентом запаса прочности n_1 на наружное давление для первой снизу секции колонны, вычисляют $n_1 p_{\text{вн}L}$ и подбирают трубы. Длину первой секции l_1 определяют по мощности эксплуатационного объекта. Затем рассчитывают коэффициент запаса прочности по внутреннему избыточному давлению для верхней трубы секций на глубине L_1 .

Определяют наружное избыточное давление на верхнем конце I секции, по которому подбирают трубы для II секции. Для подсчета длины II секции l_2 выбирают трубы для III секции, определяют глубину их установки L_2 , тогда $l_2 = L_1 - L_2$. Далее производят расчет на внутреннее давление для верхней трубы II секции и т. д.

При этом одновременно определяют общий вес всех подобранных секций Q , который должен быть меньше или равен допускаемой нагрузке. Если растягивающее напряжение больше $0,5Q$, то коэффициент запаса прочности n увеличивают на 10%.

Если длину секции определяют, исходя из осевой нагрузки, то дальнейший расчет на наружное давление не производят. Промежуточные колонны рассчитываются по аналогичной методике.

На участках колонны, где возможен наибольший износ, допускается увеличение толщины стенки труб 10—20%.

Расчет натяжения обсадной колонны

После спуска и цементирования обсадной колонны производят обвязку устья скважины. Верхний конец обсадной колонны закрепляют в колонной головке при помощи клинового захвата.

Натяжение рассчитывают для вертикальных колонн, для наклонно-направленных скважин — только для вертикального участка колонны.

В большинстве случаев для оборудования устья скважины обсадную колонну после цементирования разгружают, что приводит к сжатию колонны силой собственного веса. Разгрузка колонн, особенно в глубоких скважинах, может привести к нарушению прочности и герметичности труб. Наиболее рациональный способ оборудования устья скважины — обвязка устья без разгрузки колонны, т. е. в растянутом состоянии.

На работу обсадной колонны в процессе освоения и эксплуатации в значительной степени влияет усилие, с которым была натянута колонна при обвязке устья скважины. Натяжение колонны следует производить с таким расчетом, чтобы дополнительные усилия,

возникающие из-за изменения температуры и давления в колонне, не приводили к искривлению колонны из-за потери устойчивости.

Для обеспечения необходимой прочности обсадной колонны величину натяжения следует учитывать при ее расчете. На первом этапе расчет колонн выполняют по изложенной выше методике (расчет на растяжение, наружное и внутреннее избыточные давления), на втором этапе определяют усилие натяжения, необходимое для удовлетворительной работы колонны. Если при полученной величине натяжения обсадные трубы не удовлетворяют условию прочности, то необходимо или применить более прочные трубы, или уменьшить собственный вес незацементированного участка колонны, увеличив высоту столба цементного раствора.

Определим натяжение для зацементированной обсадной колонны, жестко закрепленной у устья.

В общем случае, когда колонна подвержена в процессе эксплуатации изменению температуры и давления, усилие натяжения находят из условий

$$Q_n \geq Q;$$

$$Q_n \geq Q + P_t + \frac{\pi}{4} (1 - 2\mu) (\rho_v d^2 - \rho_n D^2) 10^{-3} -$$

$$- 1,2 \frac{\pi}{4} (1 - \mu) l (D^2 \gamma_n - d^2 \gamma_v) 10^{-3}. \quad (11.46)$$

Большее значение Q_n принимается за усилие натяжения.

Здесь Q — вес свободной части колонны, кН; P_t — осевая нагрузка, возникающая вследствие температурных изменений, кН; ρ_v, ρ_n — внутреннее и наружное устьевые давления в колонне и за колонной при эксплуатации, Па; l — длина свободной части колонны, м; D, d — наружный и внутренний диаметры колонны, м; γ_n, γ_v — удельные веса жидкости соответственно за колонной и внутри колонны в процессе эксплуатации, Н/м³:

$$P_t = \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3}, \quad (11.47)$$

где α — коэффициент линейного расширения; F — площадь сечения трубы, м²; Δt — средняя температура нагрева колонны, °С; E — модуль упругости, Н/м².

Приближенное значение средней температуры нагрева (или охлаждения) можно определить из зависимости (рис. 11.2)

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2},$$

где t_1, t_2 — температуры колонны по геотермическому градиенту; t_3, t_4 — температуры жидкости за колонной (при отсутствии данных принимаются по температуре жидкости в колонне).

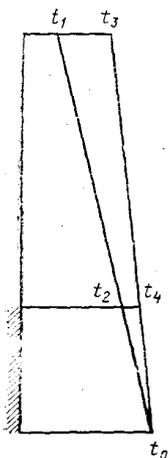


Рис. 11.2. Эпюра распределения температур в скважине

В нормальных условиях $p_n=0$, $\mu=0,3$. Тогда усилие натяжения определится из условий:

$$Q_n \geq Q;$$

$$Q_n \geq Q + \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3} + 0,31 p_b d^2 \cdot 10^{-3} - 0,655 l (D^2 \gamma_n - d^2 \gamma_b) 10^{-3}. \quad (11.48)$$

Определив натяжение, необходимо проверить прочность колонны исходя из условия ее работы в процессе освоения и эксплуатации.

В процессе эксплуатации скважины влияние температуры и давления приводит к изменению усилия натяжения Q_n . Колонна будет удовлетворять требованиям прочности при соблюдении следующего условия:

$$Q_n - Q_0 - P_t + P_p - P_v \leq [P];$$

$$Q_n - Q_0 \leq [P], \quad (11.49)$$

где Q_0 — вес колонны от устья до рассматриваемого сечения, кН; $[P]$ — допускаемая осевая нагрузка, кН; P_p — осевая растягивающая нагрузка, возникающая в колонне в результате воздействия внутреннего и внешнего избыточных давлений у устья в процессе эксплуатации, кН:

$$P_p = \frac{\pi}{4} \mu (p_b d^2 - p_n D^2) 10^{-3} = 0,47 (p_b d^2 - p_n D^2) 10^{-3}; \quad (11.50)$$

P_v — осевая нагрузка, возникающая в колонне в результате воздействия внешнего и внутреннего гидростатических давлений жидкости при эксплуатации:

$$P_v = \frac{\pi}{4} \mu l (D^2 \Delta \gamma_n - d^2 \Delta \gamma_b) 10^{-3} =$$

$$= 0,235 l (D^2 \Delta \gamma_n - d^2 \Delta \gamma_b) 10^{-3}; \quad (11.51)$$

$$\Delta \gamma_n = \gamma_n - \gamma_n^0; \quad \Delta \gamma_b = \gamma_b - \gamma_b^0,$$

где γ_n^0 , γ_b^0 — удельные веса жидкости в скважине после спуска и цементирования колонны.

В ряде случаев для увеличения запаса прочности значение P_t (при нагреве) не учитывают.

Так как колонна состоит из отдельных секций, различающихся толщиной стенки труб, то для F следует принимать среднее значение

$$F = \frac{F_1 l_1 + F_2 l_2 + \dots}{l_1 + l_2 + \dots}, \quad (11.52)$$

где F_1 , F_2 — площади сечения труб каждой секции; l_1 , l_2 — длины секций.

При отсутствии внутреннего избыточного давления и нагрева колонны, а также в случае, когда условия работы колонны не известны, натяжение колонны находят из выражения $Q_n = Q$.

Условие прочности $Q_H \leq [P]$.

Если обвязка устья производится без разгрузки и из условия (11.46) Q_H не более веса колонны Q_K , то натяжение следует принимать равным Q_K .

Проверять прочность необходимо для наиболее нагруженных секций колонны. Если проверка прочности колонны покажет удовлетворительные результаты, то надо проверить также напряженное состояние колонны в процессе опрессовки и освоения скважины.

При освоении скважин раствор заменяется водой. Нагнетание внутрь колонны жидкости, имеющей низкую температуру, может привести к охлаждению колонны и, как следствие, к дополнительным растягивающим напряжениям. Для обеспечения прочности труб необходимо, чтобы после натяжения колонны, обвязки устья скважины и нагнетания жидкости напряжения, возникающие в трубах, были в пределах допускаемых величин. Для этого должно быть выдержано условие

$$Q_H - P_t + P_p - P_v \leq [P], \quad (11.53)$$

где P_t , P_p , P_v определяются из выражений (11.47), (11.49), (11.50) применительно к процессу освоения.

Наиболее благоприятно с точки зрения прочности колонны при замещении раствора нагнетание жидкости в спущенные насосно-компрессорные трубы, а не в кольцевое пространство между насосно-компрессорными и обсадными трубами.

Пример. Определить натяжение обсадной колонны в фонтанирующей скважине при следующих условиях: глубина скважины $L=3500$ м; высота подъема цементного раствора $h=700$ м; удельный вес жидкости $\gamma_H=1,4 \cdot 10^4$ Н/м³; $\gamma_B=0,9 \cdot 10^4$ Н/м³; температура на забое $t_0=90^\circ\text{C}$; температура жидкости $t_3=60^\circ\text{C}$; внутреннее устьевое давление $p=20$ МПа; удельный вес раствора в скважине после спуска колонны $\gamma=1,4 \cdot 10^4$ Н/м³.

Обсадная колонна состоит из четырех секций, трубы из стали группы прочности К и Е (табл. 11.3).

Натяжение колонны производят после разгрузки на забой.

Натяжение Q_H определим из выражения (11.46). Предварительно найдем среднюю площадь сечения труб F и Δt .

Площадь сечения труб получим из формулы

$$F = \frac{650 \cdot 54,2 + 800 \cdot 49,6 + 1350 \cdot 45}{800 + 1350 + 650} = 49,5 \text{ см}^2.$$

Таблица 11.3

Номер секций	Диаметр трубы и толщина стенки, мм	Длина секции L , м	Стрэгивающая нагрузка, кН	Масса 1 м труб q , кг	Масса секций, т
1	168×11	700	1900	43,5	30,5
2	168×10	800	1700	39,9	32,0
3	168×9	1350	1600	36,2	49,0
4	168×11	650	1900	43,5	28,3

Примечание. Счет секций ведется снизу вверх.

Средний внутренний диаметр d , соответствующий площади $49,5 \text{ см}^2$, равен $14,8 \text{ см}$.

Среднюю температуру нагрева колонны определим по рис. 11.2.

Примем:

$$t_1 = 15^\circ \text{C};$$

$$t_2 = t_1 + (t_0 - t_1) \frac{l}{L} = 15 + (90 - 15) \frac{2800}{3500} = 75^\circ \text{C};$$

$$t_4 = t_3 + (t_0 - t_3) \frac{l}{L} = 60 + 30 \frac{2800}{3500} = 84^\circ \text{C};$$

$$\Delta t = \frac{(60 - 15) + (84 - 75)}{2} = 27^\circ \text{C}.$$

Определим слагаемые формулы (11.48):

$$Q = g \Sigma q l = 9,8 \cdot 109,3 \cdot 10^3 = 1070 \text{ кН};$$

$$p_t = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 49,5 \cdot 27 \cdot 10^{-7} = 320 \text{ кН};$$

$$0,31 \cdot 10^{-3} p_b d^2 = 0,31 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \cdot 10^6 \cdot 14,8^2 \cdot 10^{-4} = 135 \text{ кН};$$

$$0,655 l (D^2 \gamma_n - d^2 \gamma_b) \cdot 10^{-3} = 0,655 \cdot 2800 (16,8^2 \cdot 1,4 - 14,8^2 \cdot 0,9) \times \\ \times 10^{-3} = 363 \text{ кН}.$$

Подставив полученные величины в выражение (11.46), получим из второго условия $Q_n = 1160 \text{ кН}$, что больше Q . Следовательно, $Q_n = 1160 \text{ кН}$.

Проверим прочность колонны, натянутой с усилием Q_n , в процессе эксплуатации.

Для верхнего сечения трубы, расположенной у устья (четвертая секция), прочность определим из выражения (11.49). Расчет прочности произведем без учета влияния P_t при $Q_0 = 0$.

Из первого условия

$$Q_n + P_p - P_v = 1160 + 0,47 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \cdot 10^6 \cdot 14,8^2 \cdot 10^{-4} - \\ - 0,235 \cdot 2800 \cdot 14,8^2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 1294 \text{ кН}.$$

Тогда коэффициент запаса прочности, учитывая, что $[P] = P_{\text{стр}}/n$, будет равен

$$n = \frac{P_{\text{стр}}}{Q_n + P_p - P_v} = \frac{1900}{1294} = 1,46,$$

т. е. составит достаточную величину.

Из второго условия

$$n = P_{\text{стр}}/Q_n = 1,65.$$

Проверим условие прочности для верхней трубы третьей секции. Коэффициент запаса прочности из первого условия

$$n = \frac{P_{\text{стр}}}{Q_n - Q_0 + P_p - P_v};$$

$$Q_0 = g l_4 q_4 = 283 \text{ кН}.$$

Из предыдущих вычислений

$$P_p = 206 \text{ кН}; \quad P_v = 74 \text{ кН}.$$

Тогда

$$n = \frac{1600}{1160 - 283 + 206 - 74} = \frac{1600}{1048} = 1,58.$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления

Освоение, ремонтные работы, гидроразрывы и другие работы, проводимые в скважине, связаны с воздействием значительного внутреннего давления на колонну. Определять допускаемое внутреннее давление должны с учетом как осевых, так и радиальных нагрузок, действующих на колонну.

Для жестко закрепленной на устье колонны, натяжение которой превышает вес свободной (незацементированной) части ($Q_n > Q$), внутреннее допускаемое устьевое давление (Па) находят из выражений

$$p \leq \frac{[P] - Q_n + Q_0 + P_t + P_\gamma}{0,47 \cdot 10^{-3} d^2}; \quad (11.54)$$

$$p \leq \frac{P_T}{n_2} + (\gamma_n - \gamma_b) l_0, \quad (11.55)$$

где γ_n — удельный вес раствора за колонной, Н/м³; γ_b — удельный вес жидкости в колонне в процессе проведения указанных выше работ, Н/м³; P_t , P_γ определяют из (11.47), (11.50), а P_t — из (11.41); l — расстояние от устья до рассматриваемого сечения.

Расчет на внутреннее давление проводится для каждой секции колонны и за допускаемое давление принимается наименьшее значение. Коэффициент запаса прочности n_2 принимается в зависимости от размера труб и условий работы.

Расчет сварных колонн

Сварные обсадные колонны рассчитывают на прочность с учетом воздействия на нее растягивающих нагрузок, наружного и внутреннего давлений. В отдельных случаях проверка на прочность учитывает также и действие на колонну изгибающих усилий.

Изложенная ниже методика расчета сварных обсадных колонн распространяется на конструкцию обсадных труб с центрирующим кольцом и проточкой под хомут. Расчет на растяжение сварной обсадной колонны сводится к проверке прочности сварного шва, сечений под цементирующее кольцо и хомут.

Прочность сварного шва на растяжение проверяют по формуле

$$P_1 = 0,9 \cdot 10^3 \cdot F_1 \frac{\sigma_b}{K}, \quad (11.56)$$

где P_1 — допускаемая растягивающая нагрузка, кН; F_1 — наименьшая площадь сечения по сварному шву, м²; σ_b — временное сопротивление материала труб, МПа.

Коэффициент запаса прочности сварного шва

Таблица 11.4

Коэффициенты запаса прочности

Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	n	K	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	n	K
<219	<1500	1,3	2,2	>219	<1500	1,45	2,5
	>1500	1,45	2,5		>1500	1,6	2,75

$$K = n \frac{\sigma_B}{\sigma_T}, \quad (11.57)$$

где n — коэффициент запаса прочности для тела трубы.

Величины коэффициента запаса прочности для труб из углеродистой стали группы прочности Д даны в табл. 11.4.

Прочность на растяжение в сечении трубы, ослабленном проточкой под центрирующее кольцо, не проверяется, так как прочность этого сечения примерно на 10% выше, чем прочность сварочного шва.

Прочность на растяжение (кН) в сечении трубы, ослабленном проточкой под шарнирный хомут, проверяется по формуле

$$P_2 = 0,95 \cdot 10^3 \cdot F_2 \frac{\sigma_T}{n}, \quad (11.58)$$

где F_2 — площадь сечения по проточке, м².

Обсадные колонны на внутреннее давление (МПа) рассчитывают по формуле

$$p_B = 0,875 \frac{2s \sigma_T}{n_2 D}, \quad (11.59)$$

где s — номинальная толщина стенки, мм; D — наружный диаметр трубы, мм; n_2 — коэффициент запаса прочности, равный 1,15—1,52.

Сварные колонны на наружное давление рассчитывают, согласно приведенной выше методике, уменьшением значений критического давления на 5% вследствие ослабления сечения трубы проточкой под хомут.

ГЛАВА 12

ПРОВЕРКА ОБСАДНЫХ ТРУБ И КОЛОНН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Проверка обсадных труб

Обсадные трубы подвергают испытанию внутренним гидростатическим давлением на заводах-изготовителях и в трубных базах. Испытываются трубы с навинченными и закрепленными муфтами, а также трубы безмуфтовые раструбные.

Трубы, изготовленные по ГОСТ 632—80, должны выдерживать испытательное давление (МПа), величину которого вычисляют по формуле

$$p = 2sR/D, \quad (12.1)$$

где s — номинальная толщина стенки, мм; R — допускаемое напряжение, возникающее в теле трубы, МПа; D — номинальный наружный диаметр трубы, мм.

Для труб исполнения А группы прочности Д допускаемое напряжение R принимается: для труб с условным диаметром 273 мм и более равным $0,6\sigma_{T \min}$ и для остальных труб равным $0,8\sigma_{T \min}$. Для труб исполнения Б допускаемое напряжение R принимается: для труб с условным диаметром до 219 мм включительно равным $0,8\sigma_{T \min}$, для труб с условным диаметром более 219 мм равным $0,6\sigma_{T \min}$.

Давление (МПа) для труб, ограниченных прочностью муфт, вычисляют по формуле

$$p = 0,8 \sigma_{T \min} \frac{D_M - d_p}{D_M}, \quad (12.2)$$

где $\sigma_{T \min}$ — минимальный предел текучести, МПа; D_M — номинальный наружный диаметр муфты, мм; d_p — наружный диаметр резьбы муфты в плоскости торца трубы после свинчивания на станке, мм:

$$d_p = d_3 + 2h_1 - LK,$$

где d_3 — внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты, мм; h_1 — высота профиля резьбы, мм; L — общая длина резьбы трубы (до конца сбега), мм; K — конусность резьбы.

Если расчетное давление превышает 70 МПа, то испытательное давление принимают равным 70 МПа. Для труб группы прочности Д с короткой треугольной резьбой, если расчетное давление превышает 25 МПа, испытательное давление принимают равным 25 МПа.

ГОСТ 632—80 допускает проверку труб исполнения Б с короткой и удлиненной треугольной резьбой условным диаметром 245 мм и более проводить на заводах-изготовителях по показателю внутреннего гидравлического давления в объеме не менее 50% от партии труб с распространением результатов на всю партию.

Продолжительность испытаний должна быть не менее 10 с, при этом в стенке трубы и в резьбовом соединении с муфтой не должно обнаруживаться течи. Трубы, у которых обнаруживается течь в теле, бракуются. При обнаружении утечек в резьбовом соединении резьба трубы подлежит перенарезанию с последующим повторным гидравлическим испытанием.

Опыт эксплуатации обсадных труб показывает, что резьбовые соединения труб с муфтами, оказавшиеся герметичными при гидравлических испытаниях на трубопрокатных заводах, нередко при испытаниях в буровых предприятиях оказываются негерметичными.

Это явление может возникнуть в силу ряда причин. Среди них: использование для уплотнения резьбовых соединений труб с муфтами некачественной смазки; неравномерное нанесение уплотнительной смазки на нарезание поверхности труб перед навинчива-

нием муфт; закрепление муфт на трубах с недостаточным крутящим моментом. Вследствие перечисленных и других отступлений и в результате ударов и сотрясений при перевозках и перегрузках плотность резьбовых соединений труб с муфтами нарушается и при повторных опрессовках в буровых предприятиях некоторые трубы оказываются негерметичными.

В буровых предприятиях обсадные трубы испытываются внутренним гидростатическим давлением на специально оборудованных стационарных участках в трубных базах. Испытаниям должны подвергаться трубы всех типоразмеров. Величину испытательных давлений устанавливает руководство буровых предприятий. Исходные предпосылки для установления этих величин — максимальные ожидаемые давления, которым будут подвергаться трубы обсадной колонны в скважине.

Обсадные трубы эксплуатационных и ответственных промежуточных колонн до спуска в скважину подвергаются гидроиспытанию с выдержкой не менее 30 с при внутреннем давлении $p_{\text{опт}}$, превышающем не менее чем на 5% внутреннее избыточное давление $p_{\text{виз}}$, действующее на трубы колонны при их испытании на герметичность в скважине:

$$p_{\text{опт}} = 1,05 p_{\text{виз}}, \quad (12.3)$$

где $p_{\text{опт}}$ — давление гидроиспытания труб данной секции на поверхности, МПа; $p_{\text{виз}}$ — внутреннее избыточное давление, действующее на трубы при их испытании в скважине на герметичность на глубине z , МПа:

$$p_{\text{виз}} = p_{\text{оп}z} - p_{\text{н}z},$$

где $p_{\text{оп}z}$ — внутреннее давление при испытании колонны на герметичность, МПа; $p_{\text{н}z}$ — наружное давление на колонну на глубине z , МПа (z — расстояние от поверхности до верхней границы рассматриваемой секции, м).

Во всех случаях давление гидроиспытания труб на поверхности $p_{\text{опт}}$ не должно быть меньше $p_{\text{опи}}$ минимального внутреннего избыточного давления при испытании колонны на герметичность. Значения $p_{\text{опи}}$ приведены ниже.

Наружный диаметр труб, мм	377—426	273—351	219—245	178—194	168
$p_{\text{опи}}$, МПа	6,0	7,0	8,0	8,5	10,0
Наружный диаметр трубы, мм	141—146	114—127			
$p_{\text{опи}}$, МПа	11,0	13,0			

Если одна или несколько секций колонны составляются из труб, обладающих запасом прочности, превышающим минимально необходимый n для давления $p_{\text{опт}}$, то фактическое давление гидроиспытания этих труб на поверхности может быть повышено до величин, не превышающих для них максимально допустимых.

Все трубы каждой секции подвергаются гидроиспытанию на поверхности на одинаковое давление.

Проверка обсадных колонн

После спуска и цементирования обсадные колонны подвергаются гидравлическим испытаниям с целью проверки качества цементирования, определения герметичности и прочности колонн.

Испытания предусматривают проверку: расположения цемента за обсадной колонной и контактов цементного камня с обсадными трубами; герметичности цементного кольца промежуточной обсадной колонны или кондуктора, на которых устанавливается противовыбросное оборудование; прочности и герметичности всей обсадной колонны.

Кондукторы и промежуточные колонны. Согласно инструкции по испытанию скважин на герметичность, испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность производится опрессовкой при заполнении их от устья на глубину 20—25 м водой, а в остальной части жидкостью, которой производилась продавка тампонирующей смеси. Перед опрессовкой допускается полная замена всей продавочной жидкости водой при наличии на устье противовыбросового оборудования.

Во всех случаях плотность опрессовочной жидкости не должна быть выше плотности раствора, заполнявшего скважину при ее цементировании, или ниже значения, при котором создается избыточное наружное давление на колонну, превышающее предельно допустимую величину на смятие.

Особо ответственные промежуточные колонны, после спуска которых при углублении скважин предполагается вскрытие пластов с высоко аномальным давлением, по решению объединений допускается испытывать с использованием сжатого воздуха или газа.

После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1,0—3,0 м кондуктор или промежуточная колонна вместе с установленным на них противовыбросовым оборудованием для проверки герметичности цементного кольца, во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах, подвергаются повторной опрессовке при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды с подъемом ее в башмак на 10—20 м.

Давление на устье скважины при опрессовке определяется по формуле

$$p_{опу} = 1,05 p_{вL} - \gamma_{ж} L, \quad (12.4)$$

где $p_{вL}$ — ожидаемое максимальное внутреннее давление в скважине у башмака колонны при газонефтеводопроявлениях, Па; $\gamma_{ж}$ — удельный вес опрессовочной жидкости, Н/м³; L — расстояние от устья скважины до башмака колонны, м.

Давление опрессовки не должно быть выше величин, определяемых из выражения

$$p_{опу} = 0,95 p_{гL} - \gamma_{ж} L, \quad (12.5)$$

где p_{rL} — давление у башмака колонны, при котором возможен гидроразрыв или поглощение жидкости породами, залегающими у башмака колонны.

При отрицательных расчетных значениях $p_{опу}$ повторная опрессовка не производится.

Эксплуатационные колонны. Эксплуатационную колонну испытывают на герметичность в скважинах со сплошными колоннами и фильтрами или с открытым участком ствола скважины ниже башмака — после проверки положения цементного стакана, а при необходимости — после его разрушения до установленного минимума его высоты.

Эксплуатационные колонны после спуска и цементирования испытываются на герметичность опрессовкой с предварительной заменой глинистого раствора водой, если вода не является промышленной жидкостью. В скважинах, при опробовании и в начале эксплуатации которых на устье предполагается отсутствие избыточного давления, эксплуатационная колонна дополнительно испытывается на герметичность снижением уровня воды.

После установки цементных мостов для испытания вышележащих горизонтов колонна испытывается опрессовкой с предварительной заменой глинистого раствора водой и тем способом, которым был вызван приток при опробовании предыдущего изолированного пласта (снижением уровня, аэрацией и др.). После ремонтных цементирований под давлением колонна испытывается опрессовкой и снижением уровня жидкости.

Испытание колонн на герметичность способом опрессовки

При испытании колонн на герметичность способом опрессовки внутреннее давление $p_{опz}$ должно быть не менее чем на 10% выше максимально возможного внутреннего рабочего давления $p_{вz}$, возникающего в колонне при проходке, опробовании, эксплуатации и ремонте скважин:

$$p_{опz} = 1,1 p_{вz}, \quad (12.6)$$

где $p_{опz}$ — внутреннее давление при испытании колонны на герметичность на глубине z , Па; $p_{вz}$ — максимальное внутреннее давление в колонне на глубине z при проходке, опробовании, эксплуатации и капитальном ремонте, Па.

Максимальное давление $p_{вz}$ определяется согласно Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [3].

Опрессовка верхней секции колонны должна производиться при внутреннем давлении на устье колонны $p_{опу}$, вычисленном по формуле (12.5) при $z=0$, но не ниже величин $p_{опи}$:

$$p_{опу} \geq p_{опи}.$$

Значения $p_{опи}$ приведены выше.

Минимально необходимое давление на устье обсадной колонны при испытании на герметичность любой ее секции с верхней границей на глубине z рассчитывается из выражения

$$p_{оп_y} = p_{оп_z} - \gamma_{ж} z,$$

где $p_{оп_z}$ определяется по формуле (12.5).

Если по каким-либо причинам прочность труб верхней секции фактически спущенной колонны недостаточна для опрессовки при давлении в соответствии с изложенными требованиями, то максимально допустимое давление на устье колонны при испытании этой секции на герметичность определяется по формуле

$$p_{оп_y} = p_{опт}/1,05,$$

где $p_{опт}$ — фактическое давление гидроиспытания труб верхней секции колонны на поверхности, Па.

Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность способом опрессовки в том случае, если после замены раствора водой отсутствуют перелив жидкости и выделение газа из колонны, а также если нет снижения давления в течение 30 мин или давление снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7,0 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении испытания ниже 7,0 МПа. Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин после создания требуемого давления.

В случае превышения указанных норм и после принятия мер к повышению герметичности колонны производится повторное испытание колонны.

В газовых скважинах, а по решению объединений и в ответственных нефтяных скважинах после установления герметичности эксплуатационной колонны водой и монтажа колонной головки производится дополнительная опрессовка приустьевой части колонны и оборудования устья скважины воздухом или газом на то же давление, что и при гидравлическом испытании.

Вместо двух испытаний на герметичность (водой, а затем сжатым воздухом или газом) допускается проводить испытание сразу сжатым воздухом после монтажа колонной головки.

Колонны испытывают на герметичность опрессовкой с использованием средств, обеспечивающих плавный подъем давления (цементирувочные агрегаты, ручные прессы и др.).

Испытание на герметичность способом снижения уровня

При испытании колонн на герметичность способом снижения уровня он должен быть снижен на 40—50 м ниже того уровня, при котором предполагается вызов притока из объекта, подлежащего опробованию или эксплуатации, но не менее величин, приведенных ниже.

Глубина положения искусственного забоя, м	<500	500—1000	1000—1500	1500—2000	>2000
Снижение уровня, м, не менее	400	500	650	800	1000

Таблица 12.1

Величины изменения уровня жидкости в колонне

Снижение уровня на глубину, м	Допускаемый подъем уровня (м, не более) за 8 ч при наружном диаметре колонны, мм		Снижение уровня на глубину, м	Допускаемый подъем уровня (м, не более) за 8 ч при наружном диаметре колонны, мм	
	114—219	более 219		114—219	более 219
< 400	0,8	0,5	800—1000	1,7	1,3
400—600	1,1	0,8	> 1000	2,0	1,5
600—800	1,4	1,1			

Во всех случаях снижение уровня не должно превышать значения, при котором гидростатическое давление жидкости в колонне вызывает избыточное наружное давление на нее выше величин, предельно допустимых на смятие.

Колонна считается герметичной, если повышение уровня, сниженного до требуемой величины, за 8 ч наблюдения не превысит величины, указанной в табл. 12.1.

ГЛАВА 13

СМАЗКИ ДЛЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Смазки для резьбовых соединений обсадных труб должны обладать герметизирующими свойствами и обеспечивать свинчивание без задигов и заеданий. Такие компоненты, как графитовый порошок, чешуйчатая медь, предохраняют их от задигов при высоких контактных давлениях, возникающих на поверхности резьбы в процессе свинчивания соединений с натягом. Уплотняющую способность смазке придают главным образом металлические наполнители — свинцовый порошок и цинковая пыль.

От состава основы смазки зависят устойчивость против высыхания и отвердения, чрезмерного разжижения вследствие температуры, стойкость к абсорбции воды. Для соединений, работающих в условиях высоких температур, применяют смазки на силиконовой основе, содержащей кремнийорганические соединения. Силиконовая основа также позволяет легко наносить смазку на резьбу в условиях низких температур.

Нефтеперерабатывающая промышленность выпускает специальные смазки Р-402 и Р-2МВП для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб.

Смазка Р-402 (ТУ 38-101-708—78) рекомендуется для высоко-температурных скважин (до 200°C). Она изготовляется на силиконовой основе, имеет хорошие уплотнительные свойства, обладает повышенной температуростойкостью. Силиконовая основа позволяет наносить на резьбу смазку без подогрева при температуре до —30°C. В состав жировой основы смазки Р-402, составляющей 36% (по массе), входят: 9% машинного масла СУ, 21,7% кремний-

органической жидкости, 0,3% гидрата окиси лития, 4,3% стеариновой кислоты и 0,7% стеарата алюминия. Наполнители составляют 64% (по массе): 20% графитовый порошок, 28% свинцовый порошок, 12% цинковая пыль и 4 — медная пудра.

Смазку Р-2МВП (ТУ 38-101-332—76) применяют для скважин с температурой до 100°C. Эта смазка отличается от смазки Р-402 составом жировой основы, в связи с чем она обладает меньшей температуро- и морозостойкостью. При температуре окружающего воздуха ниже —5°C смазку перед нанесением на резьбу нужно подогревать. В состав жировой основы смазки Р-2МВП, составляющей 37% (по массе), входят: 18,4% машинного масла СУ, 14% масла МВП и 4,6% стеарата алюминия. Наполнители: графитовый порошок 18%, цинковая пыль 12%, свинцовый порошок 29% и медная пудра 4%.

Для безмуфтовых труб типа ТБО, НКБ, где герметичность обеспечивается гладкими уплотнительными поверхностями, рекомендуется применение смазки Р-113 или Р-416 (ТУ 38-101-708—78), предназначенной для замковых соединений и обладающей лучшими антизадириными свойствами. Эти смазки могут также использоваться при свинчивании высокогерметичных соединений типа ОТТГ и НКМ.

Для свинчивания труб типа ТБО может использоваться также иодисто-свинцовая смазка, состоящая из иодистого свинца (~55%), графитового порошка (~10%) и смазки ЦИАТИМ-201 (~35%).

За рубежом для резьбовых соединений обсадных труб широко применяют смазки, рекомендованные бюллетенем 5А2 Американского нефтяного института. Бюллетень 5А2 АНИ предусматривает два вида резьбовых смазок: силиконовую и модифицированную. Состав наполнителей из твердых компонентов одинаков для обоих видов смазок. Наполнители составляют 64% (по массе): $18 \pm 1\%$ графитовый порошок, $30,5 \pm 0,6\%$ свинцовый порошок, $12,2 \pm 0,6\%$ цинковая пыль, $3,37 \pm 0,3\%$ медные чешуйки.

В состав основы для силиконовой смазки входят кремнийорганическая жидкость $2,6 \pm 0,2\%$ (по массе), содержащая метил, фенил и хлорзамещенные феноловые группы, и силиконовый компаунд $12,9 \pm 0,3\%$ (по массе), содержащий мелкоизмельченный силикатный сгуститель и не менее 85% кремнийорганической жидкости.

Остальные компоненты основы силиконовой смазки, составляющие $20,5 \pm 0,5\%$ (по массе), а также компоненты основы модифицированной смазки, составляющие 36% (по массе), бюллетенем 5А2 АНИ не оговариваются, но должны быть подобраны таким образом, чтобы обеспечить определенные требования к эксплуатационным характеристикам смазок. Эти требования, одинаковые для обоих видов смазок, включают показатели при проверке на пенетрацию при 25°C и после охлаждения до —18°C, температуру каплепадения, маслоотделение, газовыделение, способность наноситься кистью при —18°C и др.

Для повышения герметичности резьбовых соединений обсадных труб в газовых скважинах применяют уплотнительный полимеризующийся состав УС-1 (ТУ 38-101-440—74), разработанный ВНИИГазом на базе эпоксидного компаунда К-153. Для придания противозадирных свойств и лучшей герметизирующей способности в состав введены твердые компоненты — графитовый порошок и металлические наполнители. Время полимеризации зависит от температуры окружающей среды. Герметизирующее действие состава при температуре 20°C заметно проявляется спустя 4—6 ч после добавления отвердителя к остальным компонентам.

В состав УС-1 входят: 55,5% (по массе) эпоксидного компаунда К-153, 11,1% кубового остатка гексаметилендиамина (отвердитель), 10,6% графитового порошка, 14,6% свинцового порошка, 6,1% цинковой пыли и 2,1% медной пудры.

Соединения, свинченные на составе УС-1, практически неразъемны, так как для развинчивания необходим нагрев до температуры 300°C. К недостаткам этого состава относятся: необходимость ввода отвердителя и токсичность, требующая соблюдения специальных правил техники безопасности при обращении с составом.

ГЛАВА 14

ПОДГОТОВКА ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ К СПУСКУ В СКВАЖИНУ

Подготовка труб

Колонна обсадных труб, предназначенных для спуска в скважину, комплектуется в соответствии с заказом-заявкой бурового предприятия. Все трубы для обсадной колонны подвергаются тщательной проверке в трубной базе. Виды проверок определяет руководство объединения в зависимости от геолого-технических условий бурения.

Комплекс проверок нарезных обсадных труб включает: контроль маркировки труб, соответствие маркировки сопроводительной документации, визуальный контроль, инструментальный контроль, дефектоскопический контроль, гидроиспытание труб¹.

Контроль маркировки и наличие сертификата. У всех обсадных труб, подготовляющихся для комплектации обсадной колонны, проверяется заводская маркировка и сличается с сертификатом, удостоверяющим их соответствие требованиям ГОСТ или технических условий.

При отсутствии сертификата не разрешается использование труб на комплектацию колонн: для газовых скважин; для скважин, на которых предусмотрена установка противовибросового оборудования; для морских скважин; для скважин с градиентом пластового давления 1,3 и более.

¹ Дефектоскопический контроль, см. гл. 5; гидроиспытание, см. гл. 12.

Такое же запрещение относится к трубам, предназначенным для комплектования колонн длиной 3000 м и более (при диаметрах труб 114—168 мм), 1000 м и более (при диаметре труб 178—324 мм), 500 м и более (при диаметре труб свыше 324 мм).

В случаях, когда при сличении маркировки труб и сертификата имеются расхождения и не представляется возможным установить группу прочности и толщину стенки, такие трубы для перечисленных ранее колонн не допускаются.

В других, менее ответственных скважинах эти трубы можно использовать с разрешения руководства объединения, при этом рассчитывать колонну следует, как для труб группы прочности Д, принимая толщину стенки по фактическим размерам. В этих же скважинах допускается использование труб на комплектование колонн при отсутствии сертификата, базируясь на данных заводской маркировки, нанесенной клеймением. Совершенно не допускается комплектование колонн из труб второго сорта.

Визуальный контроль. При визуальном контроле трубы проверяются на отсутствие внешних пороков: плен, раковин, закатов, вмятин, трещин, песочин. Допускаются вырубка и зачистка перечисленных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельные минусовые отклонения по толщине стенки.

Визуальному контролю подвергается качество соединения муфт с трубами.

Резьбы труб и муфт проверяются на отсутствие рванин, заусенцев, забоин, срыва ниток и других дефектов. Проверяется также наличие наружных и внутренних фасок на трубах и муфтах.

Если толщина стенки ниппельного конца трубы имеет явно выраженную разностенность, то такая труба может быть допущена для комплектования колонны только после инструментальной проверки минимальной толщины стенки и при ее соответствии требованиям ГОСТ и ТУ.

Инструментальный контроль. В процессе инструментального контроля проверяются: параметры резьб и уплотнительных поясков (см. гл. 10), зазор между наружной поверхностью трубы и цилиндрической выточкой у муфты, длина трубы, прямолинейность, наружный и внутренний диаметры трубы.

Зазор между наружной поверхностью трубы и цилиндрической выточкой в муфте проверяется шупом толщиной 1 мм, который должен свободно проходить по всей окружности. В противном случае трубы к комплектованию колонны не допускаются.

Длину трубы измеряют рулеткой. За длину трубы принимается расстояние от свободного торца муфты или муфтовой части до последней риски резьбы противоположного конца трубы.

Прямолинейность трубы проверяют при помощи жесткой металлической линейки и шупов. Непрямолинейность (искривление) трубы на концевых участках, равных $1/3$ длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Рассчитывается как частное от деления стрелы прогиба в миллиметрах на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы в метрах. Общая прямолинейность

Таблица 14.1

Допускаемые отклонения наружного диаметра труб

Диаметр трубы, мм	Допускаемые отклонения для труб, мм		Диаметр трубы, мм	Допускаемые отклонения для труб, мм	
	исполнения А±	исполнения Б±		исполнения А±	исполнения Б±
114	0,9	1,1	245	1,8	3,1
127	1,0	1,3	273	2,0	3,4
140	1,1	1,4	299	2,2	3,7
146	1,1	1,5	324	2,4	4,1
168	1,3	1,7	340	2,6	4,3
178	1,3	1,8	351	2,6	4,4
194	1,5	1,9	377	2,8	4,7
219	1,6	2,2	406	3,0	5,1
			426	3,2	5,3
			473	3,5	5,9
			508	3,8	6,4

трубы (стрела прогиба), измеренная на середине трубы, не должна превышать $1/2000$ длины трубы.

Наружный диаметр трубы измеряют при помощи универсально-го инструмента-штангенциркуля, кронциркуля, индикаторной скобы. Замер производится в трех сечениях: посередине трубы и на каждом конце на расстоянии 200 мм от последних витков резьбы. За фактический наружный диаметр принимается среднее значение трех замеров. Допускаемые отклонения по наружному диаметру труб, вычисленные в соответствии с требованиями ГОСТ 632—80, не должны превышать величин, приведенных в табл. 14.1.

При необходимости замера овальности труб определяется по формуле

$$e = 2 \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}},$$

где D_{\max} , D_{\min} — максимальный и минимальный диаметры трубы, замеренные в двух взаимно перпендикулярных направлениях в одном сечении.

Овальность не должна превышать 0,8 предельного отклонения по наружному диаметру для труб исполнения Б.

Внутренний диаметр трубы проверяется пропуском цилиндрической оправки или двойного жесткого шаблона по всей длине трубы.

Подготовка труб для сварки колонн. Сварные колонны состоят из безрезьбовых труб, соединенных над устьем скважин методами стыковой или электродуговой сварки. На трубах, предназначенных для дуговой сварки, на одном конце протачивается пояс под шарнирный хомут для захвата и удержания их элеватором.

Оси свариваемых труб совмещаются при помощи специальных центраторов или центрирующих колец. В последнем случае допол-

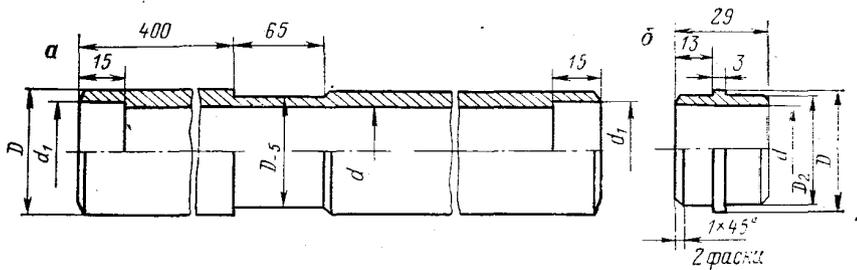


Рис. 14.1. Конструкция трубы и центрирующего кольца:
 а — свариваемая труба; б — центрирующее кольцо

нительно изготавливают центрирующие кольца, а в трубах делают расточку под них.

Конструкция трубы и кольца при сварке с центрирующими кольцами показана на рис. 14.1.

Размеры труб и центрирующих колец для сварных колонн приведены в табл. 14.2.

Безрезьбовые трубы, так же как и нарезные, перед отправкой на буровую подвергают визуальному осмотру и инструментальному обмеру. Помимо проверок, которым подвергаются нарезные трубы, у безрезьбовых труб визуальным осмотром убеждаются в том, что проточка под шарнирный хомут выполнена на конце трубы, свободном от маркировки. Калибром-скобой проверяют диаметр проточки под шарнирный хомут; длину проточки измеряют линейкой; диаметр и глубину расточек под центрирующие кольца определяют калибром-пробкой; скосы трубы под сварку проверяют шаблоном.

У центрирующих колец калибром-скобой проверяют наружный диаметр, входящий в расточку трубы; линейкой — длину проточек и выступа.

Комплектование обсадных колонн. Секцию обсадной колонны комплектуют в соответствии с конструкцией колонны из труб, прошедших проверку. На всех подготовленных трубах на наружной поверхности, вблизи ниппельного конца, светлой краской наносят порядковый номер трубы цифрами высотой 50—80 мм. Номера проставляются в том порядке, в каком труба будет спущена в скважину.

Сведения о каждой трубе заносятся в ведомость, служащую паспортом на колонну и удостоверяющую, что трубы прошли предусмотренный контроль и допускаются к спуску в скважину.

Для замены труб, забракованных в процессе спуска колонны, на буровую доставляются резервные трубы максимальной (по расчету) прочности из расчета 50 м на каждые 1000 м основного комплекта. При спуске двухразмерной колонны резервные трубы доставляются двух размеров.

Подготовленные трубы доставляются на буровую за несколько дней до начала спуска колонны. На буровой трубы повторно под-

Таблица 14.2

Размеры труб и центрирующих колец (мм)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм											
	6			6,5			7			8		
	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2
114,3	102,3	107,6	107,0	—	—	—	100,3	105,6	105,0	98,3	103,6	103,0
127,0	115,0	120,3	119,7	—	—	—	113,0	118,3	117,7	111,0	116,3	115,7
139,7	127,7	133,0	132,4	—	—	—	125,7	131,0	130,4	123,7	129,0	128,4
146,0	—	—	—	133,0	138,3	137,7	132,0	137,3	136,7	130,3	135,3	134,7
168,3	—	—	—	156,3	160,6	160,0	154,3	159,6	159,0	152,3	157,6	157,0
177,8	—	—	—	—	—	—	163,8	169,1	168,5	161,8	167,1	166,5
193,7	—	—	—	—	—	—	179,7	185,0	184,4	177,7	183,0	182,4
219,1	—	—	—	—	—	—	205,1	210,4	209,8	203,1	208,4	207,8
244,5	—	—	—	—	—	—	230,5	235,8	235,2	228,5	233,8	232,2
273,1	—	—	—	—	—	—	259,1	264,4	263,8	257,1	262,4	261,8
298,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	282,5	287,8	287,2
323,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм											
	9			10			11			12		
	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2	d	d_1	d_2
114,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
127,0	109,0	114,3	113,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
139,7	121,7	127,0	126,4	119,7	125,0	124,7	117,7	123,0	122,4	—	—	—
146,0	128,0	133,3	132,7	126,0	131,3	130,7	124,0	129,3	128,7	—	—	—
168,3	150,3	155,6	155,0	148,3	153,6	153,0	146,3	151,6	151,0	144,3	149,6	149,0
177,8	159,8	165,1	164,5	157,8	163,1	162,5	155,8	161,1	160,5	153,8	159,1	158,5
193,7	175,7	181,0	180,4	173,7	179,0	178,4	—	—	—	169,7	175,0	174,4
219,1	201,1	206,4	205,8	199,1	204,4	203,8	—	—	—	195,1	200,4	199,8
244,5	226,5	231,2	231,8	224,5	229,8	229,2	—	—	—	220,5	225,8	226,2
273,1	255,1	260,4	259,8	253,1	258,4	257,8	—	—	—	249,1	254,4	253,4
298,5	280,5	285,8	285,2	278,5	288,8	283,2	276,5	281,8	281,2	274,5	279,8	279,2
323,9	305,9	311,2	310,6	303,9	309,2	308,6	301,9	307,2	306,6	299,9	305,2	304,6

Примечание. Допускаемые отклонения по диаметрам $\pm 0,1$.

вергают визуальному контролю, шаблонируют и укладывают на стеллаж перед буровой в порядке, обратном спуску в скважину, т. е. трубы, спускаемые в скважину последними, завозятся и укладываются первыми в нижний ряд. Трубы укладываются так, чтобы муфты находились на одной линии и маркировка была сверху.

Одновременно с трубами трубная база подготавливает технологическую оснастку обсадной колонны. Под общим понятием «технологическая оснастка» подразумевается набор устройств, которыми оснащают колонну для обеспечения спуска ее в скважину и цементирования в соответствии с принятым способом крепления скважины.

Технологическая оснастка включает: башмачные патрубки разных модификаций с насадками, обратные клапаны, центраторы, скребки, турбулизаторы, а также разъединительные, подвесные и стыковочные устройства для секций и хвостовиков, муфты ступенчатого цементирования, переводники и другие изделия разового использования. Конструкции элементов технологической оснастки приведены в гл. 9.

Крепление обсадных труб

Подготовленные к спуску трубы в порядке очередности подают к воротам буровой. В трубу со стороны муфты закладывают шаблон, затем трубу при помощи шарнирного хомута или штропа из каната затаскивают в буровую, надевают элеватор и поднимают. При подъеме необходимо следить за тем, чтобы шаблон выпал из трубы. Затем свинчивают предохранительное кольцо, промывают и смазывают резьбы ниппельного конца трубы и муфты предыдущей трубы.

Трубу навинчивают при помощи пенькового каната или кругового ключа с последующим докреплением машинными или механическими ключами. При этом резьба трубы треугольного профиля должна ввинтиться в резьбу муфты так, чтобы последняя нитка резьбы совпадала с торцом муфты. Отступление допускается в пределах одной нитки.

Трубы должны свинчиваться при регламентированном крутящем моменте. Машинный ключ должен быть снабжен моментометром. В процессе свинчивания необходимо наблюдать как за величиной крутящего момента, так и за положением торца муфты относительно последней риски резьбы на трубе.

В табл. 14.3 приводятся величины рекомендуемых моментов (Н·м) свинчивания труб с резьбой треугольного профиля для средних толщин стенок. Число оборотов соединения при свинчивании, исходя из номинальных величин натягов, рекомендуется не менее трех для труб диаметром 114—178 мм и трех с половиной для труб диаметром 194 мм и выше по сравнению с положением соединения, свинченным от руки.

Не рекомендуется без ремонта повторно использовать соединения. Для труб с соединением Батресс величину момента проверя-

Таблица 14.3

Моменты свинчивания труб

Момент свинчивания	Диаметр трубы, мм											
	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324	340
M_{\min}	2850	3150	3700	4050	4200	5000	5400	6000	6250	6450	6800	6850
$M_{\text{ном}}$	3800	4200	4900	5400	5600	6450	7200	8000	8300	9000	9060	9100
M_{\max}	4750	5250	6100	6750	7000	8450	9000	10 000	10 400	11 400	11 500	11 600

ют путем тщательного контроля за процессом свинчивания, которое производится до момента совпадения торца муфты с основанием треугольника клейма. Если верхний конец обсадной трубы при свинчивании имеет биение, то необходимо уменьшить частоту вращения трубы.

Обсадные колонны предпочтительнее спускать с помощью спайдеров и пневматических клиньев. Применение элеваторов, особенно для тяжелых колонн, нецелесообразно, так как ухудшается распределение нагрузки по виткам резьбы, возможна радиальная деформация муфты, исключается возможность довинчивания заводского конца муфты и др.

Сварка труб над устьем скважины

Для сварных колонн в основном используют углеродистую сталь группы прочности Д. Для получения высокопрочных труб для сварных колонн применяют сталь марки 20ХГ2Б, которая по прочности относится к группе прочности Л и М и отличается хорошей свариваемостью.

На наружной поверхности трубы протачивается цилиндрическая шейка под хомут для спуска колонны в скважину.

В табл. 14.4 приводятся механические свойства сталей и характеристика свариваемости.

Таблица 14.4

Механические свойства сталей для труб

Показатели	Группа прочности стали					Марка стали
	Д	К	Е	Л	М	20ХГ2Б
Временное сопротивление σ_b , МПа	638	687	735	784	882	784—882
Предел текучести σ_t , МПа	373	490	539	638	735	638—735
Относительное удлинение δ_5 , %	16	12	12	12	12	16
Свариваемость	Хорошая		Плохая			Хорошая

Таблица 14.5

Характеристика сварочных установок

Показатели	Установки для сварки	
	А-950	А-1208
Диаметр свариваемых труб, мм	114—219	127—351
Толщина стенки труб, мм	8—12	8—12
Производительность установки (количество свариваемых стыков в 1 ч)	8—12	8—12
Скорость сварки, м/ч	12—25	10—25
Скорость подачи проволоки, м/ч	100—300	102—196
Скорость оплавления, мм/с	—	—
Скорость осадки, мм/с	—	—
Усиление зажатия трубы, кН	—	—

Трубы можно сваривать как автоматической, так и полуавтоматической сварочной установкой. Автоматическая сварка выполняется как дугowym, так и контактным способом.

Трубы дугowym способом сваривают в защитной среде углекислого газа двухдугowymi установками А-950 (для труб размерами 114—219 мм) и А-1208 для труб больших диаметров трехслойным швом за один оборот сварочной головки (табл. 14.5).

Полуавтоматическая сварка труб проводится двумя полуавтоматами А-537. Сварку выполняют в два прохода одновременно два сварщика. Трубы толщиной более 12 мм сваривают в три прохода.

При дуговой сварке в защитной среде углекислого газа в качестве электрода применяют проволоку св. 0,8Г2С по ГОСТ 2246—70.

Используют также электродопорошковую проволоку ПП-140, в этом случае сварку ведут без углекислого газа. Режимы сварки приведены в табл. 14.6.

Таблица 14.6

Режимы сварки труб

Режим сварки	Дуговой способ сварки обсадных труб с применением проволоки		Полуавтоматический способ сварки обсадных труб проволокой св. 0,812С
	св. 08Г2С	ПП-140	
Диаметр проволоки, мм	1,6	2,5	1,6
Скорость подачи проволоки, м/ч	135—150	115—120	140
Сила сварочного тока, А	170—180	200—220	170—180
Напряжение сварочной дуги, В	23—24	22—23	23—24
Расход углекислого газа, л/мин	30—40	—	30—40
Скорость сварки каждого прохода (м/ч) при толщине стенки трубы, мм: 8—12	15—7	23,5—11,7	15—7

**АВАРИИ С ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ И МЕРЫ
ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ**

Анализ промысловых данных показывает, что среди других видов аварий нарушения обсадных труб и колонн являются наиболее распространенными. Эти нарушения встречаются как при спуске и креплении колонны, так и в процессе освоения и эксплуатации скважины.

Аварии с обсадными колоннами, в особенности при больших глубинах скважин, вызывают серьезные осложнения, снижают производительные показатели буровых предприятий и отрицательно сказываются на себестоимости буровых работ. Изучение аварий с обсадными колоннами позволяет классифицировать их на следующие группы.

Нарушения обсадных колонн под действием внутренних давлений

Нарушения обсадных колонн под действием внутренних давлений — наиболее распространенный вид аварий. Они обычно происходят при процессах, связанных с действием повышенных давлений: при продавливании раствора перед промывкой скважины после спуска обсадной или потайной колонны, выдавливании цементного раствора за колонну при креплении скважины, росте внутренних давлений в колонне в результате экзотермической реакции при твердении цементного раствора, создании повышенных внутренних давлений при испытании обсадной колонны на герметичность, возникновении больших внутренних давлений при ликвидации водогазопроявлений и других ремонтных работах.

Наиболее частым повреждением от внутренних давлений подвержены обсадные эксплуатационные колонны, в отдельных случаях — промежуточные колонны и реже — кондукторы и направления.

Как показали проводившиеся за длительное время исследования случаев аварий, причинами нарушений обсадных колонн и труб могут служить самые различные факторы.

Нередко давления, зарегистрированные при разрыве труб в процессе гидропрессовки, оказываются значительно ниже расчетных. В таких случаях лабораторная проверка разрушенных труб обычно обнаруживает у них дефекты металлургического происхождения — плены, закаты металла, трещины или не снятые термообработкой большие внутренние напряжения.

Иногда лабораторный анализ материала труб колонны, разорвавшейся от внутреннего давления, не обнаруживает у них дефектов заводского характера. По-видимому, в этих случаях действуют невыявленные дополнительные нагрузки, повлекшие за собой нарушения прочности обсадных колонн.

Важный фактор, отрицательно действующий на прочность колонн, — резкое изменение температуры скважины. Нагрев колон-

ны в период твердения цемента, а также в начальный период эксплуатации фонтанирующих скважин, вызывая чрезмерное повышение внутреннего давления, может привести к деформации колонны и нарушению ее целостности. Во избежание подобного явления, с целью периодического снижения давления, развиваемого внутри обсадных колонн при твердении цементного раствора, необходимо устанавливать на цементировочной головке автоматический предохранительный клапан. Кроме того, для возможности контроля изменений давления в обсадных колоннах рекомендуется оборудовать цементировочные головки регистрирующими манометрами. Также с целью предотвращения нарушения колонн не рекомендуется переносить место установки обратных клапанов тарельчатого типа в верхнюю часть спускаемой колонны, поскольку при этом исключается возможность стравливания излишнего давления в той части колонны, которая расположена ниже обратного клапана.

Для повышения надежности обсадных колонн кроме приведенных выше рекомендаций следует особое внимание уделять комплектованию и подготовке труб в трубных подразделениях (см. гл. 14). При контрольной гидропрессовке трубы следует испытывать на максимально допустимые давления. Необходимо проводить гидроиспытание всех обсадных труб больших диаметров, предназначенных для спуска в качестве промежуточных колонн в глубокие и ответственные скважины.

Нарушения обсадных колонн под действием внешних сминающих давлений

Нарушения колонн в виде смятия под действием наружных давлений также довольно многочисленны. Смятие обсадных труб происходит чаще с промежуточными колоннами больших диаметров как при их спуске в скважину, так и в процессе бурения.

Основная причина смятия обсадных колонн при спуске в скважину — повышение суммарных гидростатических и гидродинамических давлений в скважине до опасной для колонны величины. Повышению гидростатических давлений способствует установка в нижней части спускаемой колонны обратного клапана тарельчатого типа. При наличии обратного клапана по мере спуска колонны из скважины выдавливается промывочный раствор, а давление за колонной растет. Гидродинамические давления зависят от скорости спуска колонны, разности диаметров ствола скважины и спускаемых труб, от степени подготовленности ствола скважины, параметров бурового раствора и ряда других факторов.

Анализ подобных аварий показывает, что повреждения колонн вызываются недостаточной подготовкой ствола, нарушением технологии спуска колонн и дефектами обсадных труб. Для успешного доведения обсадных колонн до проектной глубины необходимо добиться надлежащей подготовки и чистоты ствола скважины, выбора соответствующей скорости спуска колонны и параметров промывочного раствора. При использовании же обратного клапана та-

рельчатого типа, во избежание роста за колонной чрезмерных гидростатических давлений, следует в процессе спуска колонны тщательно следить за уровнем жидкости в ней и систематически заполнять ее в соответствии с планом спуска.

Случай смятия труб эксплуатационных колонн диаметром 168 мм и менее в процессе спуска их в скважину почти отсутствуют.

Причиной смятия промежуточных колонн при проводке скважины часто является влияние горного давления в зоне пластичных и текучих пород. Смятию способствует протирание стенки труб бурильными замками, долотами и другими инструментами в процессе спуско-подъемных операций и бурения скважины роторным способом.

Как было установлено наблюдениями, значительное количество случаев смятия колонн приходится на концы обсадных труб с резьбами заводского крепления. Это объясняется тем, что сопротивление смятию резьбовых концов по сравнению с телом трубы несколько ниже. Поэтому при спуске обсадных колонн со слабо закрепленными резьбовыми соединениями происходит смятие этих концов труб. Не прикрытая муфтой часть резьбы отрицательно влияет на устойчивость трубы против внешних давлений.

О повреждении колонны судят по увеличению нагрузки на крюке, падению уровня жидкости за колонной, поступлению жидкости в колонну из затрубного пространства. С целью предупреждения смятия расчет колонн следует проводить с учетом влияния горного давления и возможного износа труб.

Нарушения обсадных труб под действием растягивающих нагрузок

Под действием растягивающих нагрузок могут произойти срагивание и вырыв труб из резьбового соединения или обрыв трубы по телу. Поскольку у обсадных труб прочность нарезанных концов ниже прочности тела трубы, нарушение колонны под действием растягивающих нагрузок происходит чаще по причине выхода трубы из муфты. Это сопровождается незначительной деформацией резьбы трубы и муфты. Образующая конуса резьбы трубы принимает форму изогнутой линии, шаг резьбы несколько растягивается, а профиль витков приобретает наклонную форму. Невооруженным глазом бывает трудно обнаруживать явные признаки деформации резьбы.

Обрыв труб по телу под действием растягивающих нагрузок встречается редко (при наличии в их теле дефектов металлургического происхождения).

Причины, приводящие к срыву резьбовых соединений под действием расчетных нагрузок, довольно многообразны, но некоторые из них повторяются сравнительно часто.

Прочность и плотность резьбового соединения достигаются свинчиванием его крутящим моментом оптимальной величины и применением смазки соответствующего качества. При этом как геомет-

рические параметры резьб труб и муфты, так и их взаимное расположение после принудительного крепления должны соответствовать требованиям ГОСТ 632—80.

Кроме того, надежность резьбового соединения можно обеспечить лишь при надлежащей соосности резьб свинчиваемых концов — трубы и муфты. При свинчивании несоосных между собой резьбовых концов из-за перекоса их осей происходит неправильное сопряжение резьб, деформируются отдельные их витки, образуются глубокие риски и другие повреждения, характерные для заедания резьбы. Ненормальное сопряжение резьб обнаруживается по недовинчиванию соединения и сильному нагреву муфты. Подобные соединения, оказавшись при натяжении колонны под нагрузкой, разрушаются, и труба выходит из сопряжения с муфтой.

Однако даже выполненные в полном соответствии с требованиями стандарта и грамотно свинченные резьбовые соединения могут быть разрушены, если к колонне труб будут приложены растягивающие нагрузки, превосходящие величины, на которые рассчитана прочность труб и резьбовых соединений. Приложение чрезмерных растягивающих нагрузок часто объясняется внезапным прихватом спускаемой колонны и стремлением бурильщика быстрее ее освоить.

Во избежание нарушений обсадных колонн по причине некачественности резьбовых соединений и дефектов металлургического происхождения, следует организовать на трубных подразделениях тщательную проверку соответствия качества труб и резьб требованиям стандарта и подвергать их контрольной гидропрессовке.

При свинчивании резьбовых соединений как на трубопрокатных заводах, так и на буровых необходимо соблюдать правильное положение торца муфты по отношению к последней нитке резьбы трубы при оптимальной величине крутящего момента.

С целью проверки и докрепления слабо свинченных заводских соединений рекомендуется спускать обсадные трубы с применением клиновых захватов, а не на двух элеваторах.

Нарушения обсадных колонн, вызванные истиранием их стенок бурильным инструментом

Нарушение промежуточных обсадных колонн из-за износа и повреждений их внутренней поверхности происходит довольно часто. Возникновение этого вида нарушений связано с объемом работ трения, произведенных бурильной колонной и инструментом во время спуско-подъемных операций и вращения, до момента спуска последующей колонны. Этот вид нарушений колонн особенно характерен для роторного способа бурения.

Несмотря на важность вопроса, пока еще нет достоверной методики расчета и проектирования промежуточных колонн на износ [11].

Износ промежуточной колонны интенсивно растет с увеличением глубины бурения, и избежать его полностью практически невоз-

можно. С целью уменьшения степени износа следует снабдить все бурильные трубы, работающие внутри промежуточной колонны, протекторными кольцами.

При бурении глубоких скважин, особенно роторным способом, довольно часто протираются верхние обсадные трубы промежуточных колонн, а еще чаще — первая труба от устья. В случаях снижения уровня промывочной жидкости в верхней части колонны характер трения между бурильными замками и стенкой обсадных труб меняется и вместо жидкостного трения появляется сухое, вызывающее повышение температуры и интенсивный износ.

Причиной нарушения промежуточной колонны также может служить ее повреждение при транспортировке долота, которое при перемещении вниз может врезаться своими режущими элементами в колонну, стругая ее по образующей. Степень опасности повреждения колонн долотами различных типов не одинакова, однако все типы долот, применяющиеся в настоящее время в отечественной нефтяной промышленности, в той или иной степени повреждают обсадные колонны.

При нарушении соосности между вышкой и ротором или между ротором и устьем скважины усилие, прижимающее бурильный инструмент к обсадной колонне, значительно возрастает, что способствует более быстрому износу обсадных труб. Интенсивный износ двух верхних труб может быть вызван и применением при бурении искривленной ведущей трубы.

Протертая верхняя обсадная труба, находящаяся под превентором, может нарушить герметичность скважины. Для предупреждения износа верхних труб промежуточных колонн необходимо следить за систематическим заполнением скважины жидкостью, за соосностью ротора и скважины.

При бурении скважины роторным способом отмечаются также случаи отрыва от кондукторов или промежуточных колонн одной—трех труб с башмачным патрубком. Такие аварии обычно связаны с недобедением колонн при спуске до забоя или до места перехода на меньший диаметр, а также со смещением оси колонны по отношению к нижней части скважины.

При наличии под башмаком колонны «кармана» большого диаметра и несоосности стволов при переходе с большого диаметра на меньший создаются условия для искривления бурильной колонны, увеличения усилия прижатия и возникновения ударов замков о стенки скважины. В результате этого обсадные трубы нижней части колонны в ряде случаев интенсивно протираются, от нее отрываются одна или несколько труб и перемещаются вниз до места перехода скважины на меньший диаметр. Оторвавшиеся от колонны трубы создают затруднения при работе, иногда даже возникает угроза ликвидации скважины.

Как показывает практика проводки скважин, повреждению обсадных промежуточных колонн предшествуют длительные работы в колонне. К ним относятся, помимо работ по бурению скважин, работы по борьбе с осложнениями, по ликвидации сложных аварий

и забуриванию новых стволов. На интенсивность истирания труб влияют также резкие искривления скважины, разгрузка обсадной колонны на полный вес при оборудовании устья, вызывающая значительный изгиб нижней части колонны и др. Следовательно, для предохранения обсадных колонн от износа необходимо при бурении добиться по возможности наибольшей вертикальности ствола скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин с целью уменьшения износа нижней части обсадной колонны набор кривизны следует начинать как можно дальше от башмака колонны, но не менее чем на расстоянии 100 м. Переходить от вертикального ствола в наклонный нужно весьма плавно, не допуская резких перегибов оси ствола.

Верхние две трубы обсадной колонны, особенно при роторном бурении скважин, рекомендуется подбирать с наиболее толстой стенкой или использовать трубы большего диаметра. Для предохранения верхних труб обсадной колонны от интенсивного истирания рекомендуется на нижний переводник ведущей трубы надевать резиновое протекторное кольцо, предварительно проточив на переводнике шейку под него.

Не следует допускать длительной работы утяжеленных бурильных труб непосредственно в обсадной колонне. При подъеме из скважины бурильной колонны следует немедленно заполнять скважину жидкостью. При спуске обсадной колонны необходимо обязательно доводить ее до забоя или до места перехода скважины на меньший диаметр.

В нижней части обсадной колонны на длине 50—100 м следует устанавливать наиболее толстостенные трубы.

Один из путей повышения надежности конструкции скважин — применение сменных обсадных колонн, которое особенно эффективно отражается при проводке сверхглубоких скважин. Оно позволит увеличивать выходы из колонны, сохранять диаметр скважины постоянными, заменять обсадные колонны при их коррозии, изнашивании и поверждениях и будет способствовать успешной борьбе с авариями при бурении путем их частичного подъема. Преимуществом применения сменных обсадных колонн также является возможность проворачивания их при одностороннем износе. При этом достигается распределение износа по периметру сечения труб поворотом их через определенное время.

Прочие виды нарушений с обсадными колоннами

В нефтепромысловой практике нередко встречаются случаи нарушения целостности обсадных эксплуатационных колонн в зоне фильтра в процессах освоения и эксплуатации скважины. В первом случае эти нарушения являются следствием действия перфорации, а во втором — разрушения пород призабойной зоны и образования выработки вокруг нижней части колонны.

Поэтому выбор рациональной конструкции забоя и правильное заканчивание скважин — важнейшие мероприятия в обеспечении повышенной надежности обсадной эксплуатационной колонны.

В конструкции забоя скважины, особенно в месторождениях, коллекторы которых представлены слабосцементированными песками и рыхлыми породами, необходимо предусматривать известные методы борьбы с пескопроявлением (гравийные фильтры, песочные якоря).

ГЛАВА 16

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ЗА РУБЕЖОМ

Зарубежные фирмы-изготовители предлагают потребителю большой выбор обсадных труб как по конструкции соединений, так и по характеристикам материала для эксплуатации в различных условиях, обусловленных агрессивностью сред, глубиной скважин, величиной давлений, температур и т. д.

Трубы выпускаются в основном в соответствии со стандартами АНИ, хотя большинство ведущих фирм значительно расширили свой ассортимент, применяя более высокопрочные и более коррозионно-стойкие материалы, а также иные конструкции соединений, придерживаясь при этом отдельных технических требований АНИ по геометрическим размерам, видам контроля и методикам испытаний.

Стандартами АНИ предусмотрено изготовление обсадных труб с муфтовыми соединениями с короткой и длинной конической резьбой треугольного профиля, с муфтовыми соединениями с упорной конической резьбой Батресс и с безмуфтовыми высокогерметичными соединениями Экстрем-Лайн.

Технические требования на трубы в зависимости от свойств материала приведены в различных стандартах АНИ.

Стандарт 5А АНИ распространяется на трубы общего назначения наружным диаметром от 114,3 до 508 мм из стали групп прочности N-40, J-55, K-55 и N-80* с минимальным пределом текучести от 275 до 550 МПа.

В стандарте 5АХ АНИ предусмотрены трубы для глубоких скважин наружным диаметром от 114,3 до 273 мм из высокопрочной стали P-110 с минимальным пределом текучести 760 МПа.

В стандарте 5АС приведены требования к трубам, предназначенным для скважин с сернистой средой, групп прочности C-75, L-80 и C-95 с минимальным пределом текучести от 515 до 655 МПа. Для этих труб разность между наибольшим и наименьшим значениями предела текучести ограничена 103 МПа. Трубы, изготавливаемые по стандартам 5А и 5АС, могут быть как бесшовными, так и электросварными прямошовными, а по стандарту 5АХ — только бесшовными.

* Число, входящее в обозначение группы прочности, характеризует значение наименьшего предела текучести, выраженного в тыс. фунт/дюйм² (PSI).

Химический состав сталей стандартами 5А и 5АХ не регламентируется, ограничивается только содержанием серы — 0,06% и фосфора — 0,04%. Состав сталей по стандарту 5АС групп прочности С-75, L-80 и С-95, а также термообработка этих сталей приведены в табл. 16.1. Механические свойства сталей даны в табл. 16.2.

В условиях глубокого бурения при действии экстремальных нагрузок и давлений применяют трубы более высоких, чем по стандарту 5АХ, групп прочности, например Q-125, V-140, V-150, V-155 с наименьшим пределом текучести соответственно 860, 965, 1035 и 1070 МПа*.

Высокопрочные трубы обычно изготавливают из легированной хромомолибденовой или хромоникельмолибденовой стали с применением закалки и отпуска.

Отдельные фирмы выпускают трубы, обладающие повышенной сопротивляемостью наружному давлению (для некоторых типоразмеров труб увеличение сминающих давлений составляет 30—40%). Улучшение эксплуатационных характеристик достигается ужесточением требований к геометрическим размерам трубы, например уменьшением допусти-

* Буквенные обозначения групп прочности Q=125, V-140, V-155 приняты условно, так как различные фирмы применяют разные обозначения. Кроме того, для этих групп прочности могут несколько отличаться значения наименьшего предела прочности и наибольшего предела текучести. Группа прочности V-150 предусмотрена стандартом 5АХ для изготовления муфт из более прочной стали, чем P-110.

Таблица 16.1
Состав стали (%)

Группа прочности стали	Сталь	Углерод	Марганец	Молибден	Хром	Никель	Медь	Фосфор	Сера	Кремний	Термообработка
C-75	1	≤ 0,50	≤ 1,90	0,15— 0,40	—	—	—	≤ 0,04	≤ 0,06	≤ 0,35	Нормализация и отпуск при $t = 621^{\circ}\text{C}$
C-75	2	≤ 0,40	≤ 1,50	—	—	—	—	≤ 0,04	≤ 0,06	≤ 0,35	Закалка и отпуск при $t \geq 621^{\circ}\text{C}$
C-75	3	0,38— 0,48	0,75— 1,00	0,15— 0,25	0,80— 1,10	—	—	≤ 0,04	≤ 0,04	—	Нормализация и отпуск при $t \geq 621^{\circ}\text{C}$
L-80	—	≤ 0,40	≤ 1,90	—	—	≤ 0,25	≤ 0,35	≤ 0,04	≤ 0,06	≤ 0,35	Закалка и отпуск при $t \geq 566^{\circ}\text{C}$
C-95	—	≤ 0,45	≤ 1,90	—	—	—	—	≤ 0,04	≤ 0,06	≤ 0,35	Закалка и отпуск при $t \geq 538^{\circ}\text{C}$

Примечание. Для стали С-75 (тип 1) суммарное содержание хрома, никеля и меди составляет не более 0,50%.

Таблица 16.2

Механические свойства сталей

Группа прочности стали	Предел текучести σ_T , МПа		Наименьший предел прочности при растяжении σ_B , МПа
	наименьший	наибольший	
H-40	276	552	414
J-55	379	552	517
K-55	379	552	655
N-80	552	758	689
C-75	517	620	655
L-80	552	655	655
C-95	655	758	724
P-110	758	965	862
V-150*	1034	1241	1103

* Сталь V-150 стандартом не предусмотрена.

мой овальности до 0,005 (0,5%), отклонений толщины стенки до —10%, а также тщательной термообработкой для получения однородной структуры материала трубы. Механические свойства стали SM-110T фирмы «Сумитомо» соответствуют группе прочности P-110, а сталь SM-95T отличается от группы прочности C-95 увеличением наименьшего предела прочности до 760 МПа.

Для районов с холодными климатическими условиями некоторые фирмы предлагают трубы с хорошей ударной вязкостью при низких температурах, например трубы LT-95, LT-110, LT-125 фирмы «Ниппон Кокан».

Для работы в сероводородсодержащей среде изготавливаются трубы различных групп прочности с наименьшим пределом текучести до 655 МПа, отличающиеся от предусмотренных стандартом 5АС АНИ повышенной стойкостью к растрескиванию под напряжением при высоком содержании сероводорода. Улучшение стойкости к растрескиванию достигают соответствующим подбором стали и соблюдением минимальных отклонений от заданного химического состава и, что особенно важно, получением после термообработки полностью однородной структуры. Обычно в этих случаях применяют хромомолибденовую сталь, соответствующую примерно марке стали S AE4130 (углерод ~0,30%, хром ~1%, молибден ~0,4%), а для труб с толщиной стенки более 30 мм — марке стали S AE 4147 с повышенным до ~0,47% содержанием углерода. Термообработка состоит из закалки в воде (для толстостенных — в масле) и высокотемпературного отпуска для получения строго однородной структуры из отпущенного мартенсита с минимальными разбросами твердости по всему телу трубы (не более 6 HRC).

С целью получения равномерной скорости охлаждения при закалке применяют приспособления для прокачивания охлаждающей жидкости внутри трубы. Для нагрева используют печи с точностью регулирования температуры до $\pm 5^\circ\text{C}$.

Фирма «Сумитомо» рекомендует для эксплуатации в средах где парциальное давление сероводорода более 0,0003 МПа, трубы

серии SM—SS, из сталей групп прочности 85 SS, 90 SS и 95SS. Твердость этих сталей не должна превышать соответственно 23, 24 и 25 HRC. Отпуск этих труб проводится при температуре не ниже 649°C, а твердость контролируется по всему сечению колец, отрезанных с обеих сторон каждой трубы.

Для работы в среде углекислого газа (парциальное давление более 0,02 МПа) рекомендуется применять трубы из высокохромистой стали обычно с содержанием хрома 12—14%, углерода 0,18—0,22%. В зависимости от режимов термообработки, состоящей из нормализации или закалки и отпуска, механические свойства высокохромистой стали могут соответствовать группам прочности C-75, L-80, C-95 или P-110.

Для самых неблагоприятных условий, сочетающих крайне агрессивные среды с высоким содержанием сероводорода, углекислого газа, ионов хлора, а также большие давления и нагрузки, действующие на трубы, применяют хромоникельмолибденовые сплавы, содержащие до 20—25% хрома до 25—35% никеля, до 6% молибдена. Прочностные показатели труб из этих сплавов могут соответствовать P-110 или даже более высокой группе прочности.

В табл. 16.2 приведены механические свойства сталей в соответствии со стандартами АНИ.

Предел текучести определяется как напряжение, требующееся для создания относительного удлинения, равного 0,5% для сталей групп прочности от H-40 до C-95 включительно, 0,6% для группы прочности P-110 и 0,7% для группы прочности V-150. Твердость труб и муфт группы прочности L-80 не должна быть более 23 HRC.

Наименьшее относительное удлинение на длине 50,8 мм при $S_0 \leq 4,85 \text{ см}^2$ рассчитывают по формуле

$$\delta = 4886 \frac{S_0^{0,2}}{\sigma_B^{0,9}}$$

где S — площадь поперечного сечения образца, см^2 ; σ_B — наименьший предел прочности при растяжении, МПа. При $S_0 > 4,85 \text{ см}^2$ удлинение принимается таким же, как и для $S_0 = 4,85 \text{ см}^2$.

Испытанию на растяжение подвергают образцы с полным поперечным сечением трубы или образцы шириной около 38 мм, вырезанные из трубы в продольном направлении. Если нет специальных изогнутых захватов, то для труб диаметром 193,7 мм и менее испытания должны проводиться на образцах шириной 25,4 мм.

Испытанию на сплющивание подвергаются электросварные трубы. Испытания проводятся на образцах, вырезанных из труб с шириной кольца не менее 63,5 мм. Не допускается появление трещин при сплющивании образца по диаметру до величин, указанных в табл. 16.3.

Допуск на наружный диаметр трубы $\pm 0,75\%$, отклонения наружного диаметра на концах труб должны удовлетворять требованиям, ограничивающим число витков с черновинами по верши-

Таблица 16.3

Расстояние между параллельными плоскостями при сплющивании

Группа прочности стали	Отношение наружного диаметра трубы к толщине стенки	Расстояние между параллельными плоскостями после испытания, не менее
Н-40	≥ 16 < 16	$0,50D$ $D (0,83—0,0206 D/s)$
J-55, K-55	≥ 16 $3,93—16$ $< 3,93$	$0,65D$ $D (0,98—0,206 D/s)$ $D (1,104—0,0518 D/s)$
L-80, N-80	9—25	$D (1,074—0,0194 D/s)$
P-95	9—25	$D (1,080—0,0178 D/s)$

нам резьбы. Допуск на толщину стенки —12,5%, допускаемые отклонения массы партии труб (не менее 18,1 т) —1,75%, а для отдельной трубы $\pm 3,5\%$. Внутренний диаметр труб проверяется цилиндрической оправкой. Длина оправки для труб диаметром 219,1 мм и менее равна 152 мм, а для труб остальных диаметров — 305 мм. Диаметр оправки должен быть меньше номинального внутреннего диаметра трубы на 3,2 мм для труб диаметром 219,1 мм и менее, на 4 мм для труб диаметром от 244,5 и до 339,7 мм и на 4,8 мм для труб диаметром 406,4 мм и более.

Все трубы из стали группы прочности P-110 подвергаются неразрушающему методу контроля: ультразвуковому, электромагнитному или с помощью магнитных порошков. Трубы из сталей остальных, более низких групп прочности проверяют по требованию заказчика. У электросварных труб проводится обязательная проверка шва по всей длине ультразвуковым или электромагнитным методом контроля.

Обсадные трубы изготовляют трех размеров длин:

1) 4,9—7,6 м, причем в партии должно быть не менее 95% труб длиной не менее 5,5 м и отличающихся по длине не более чем на 1,8 м;

2) 7,6—10,4 м, причем в партии должно быть не менее 95% труб длиной не менее 8,5 и отличающихся по длине не более чем на 1,5 м;

3) 10,4—14,6 м, причем в партии должно быть не менее 95% труб длиной не менее 11 м и отличающихся по длине не более чем на 1,8 м.

Все трубы на заводе подвергаются испытанию внутренним гидравлическим давлением. Испытательное давление для труб рассчитывают по формуле

$$p = 0,8 \sigma_{T \min} \frac{2s}{D},$$

где $\sigma_{T \min}$ — наименьший предел текучести материала трубы; s/D — отношение толщины стенки к наружному диаметру трубы.

Если нет специальной договоренности между потребителем и изготовителем, то верхний предел испытательного давления для труб из сталей всех групп прочности, кроме Н-40, J-55 и К-55 ограничивается 69 МПа, а для труб из сталей групп прочности Н-40, J-55 и К-55 — 20,7 МПа. При этом для труб из сталей Н-40 J-55 и К-55 наружным диаметром 273 мм и более испытательное давление подсчитывают по формуле

$$p = 0,6 \sigma_{T \min} \frac{2s}{D}.$$

Для труб с резьбовыми соединениями испытательное давление такое же, как и для гладких труб, за исключением тех случаев, когда давление ограничивается телом муфты. Для этих соединений испытательное давление определяют по формуле

$$p = 0,8 \sigma_{T \min} \frac{D_M - d_M}{D_M},$$

где d_M — наружный диаметр резьбы муфты в плоскости торца трубы после свинчивания соединения на станке.

В табл. 16.4 приведены размеры, масса, а также сминающие и внутренние давления, растягивающие усилия, рассчитанные для гладкой трубы. В табл. 16.4 включены также некоторые группы прочности и толщины стенок, не предусмотренные стандартами АНИ (трубы фирмы «Сумитомо» из сталей SM-95T и SM-110T).

Наименьшие сминающие давления рассчитываются в зависимости от отношения наружного диаметра трубы к толщине стенки (D/s) по различным формулам, приведенным в табл. 16.5—16.8.

В расчетных формулах приняты следующие обозначения: $p_{см}$ — наименьшее сминающее давление, МПа, D — номинальный наружный диаметр, см; s — номинальная толщина стенки, см; $\sigma_{T \min}$ — наименьший предел текучести материала трубы, МПа.

Первая формула, применяемая при наименьших значениях, представляет собой формулу Ламе. Последующие две эмпирические формулы выведены на основании свыше 2000 испытаний. Последняя формула для определения давлений в случае упругого смятия выведена из уравнения упругой кривой при модуле упругости, равном $2,069 \cdot 10^5$ МПа, и коэффициенте Пуассона 0,3.

Коэффициент запаса прочности на сопротивляемость смятию обычно принимается равным 1,125. При расчете на смятие учитывается уменьшение сопротивляемости смятию при одновременном действии растягивающей нагрузки.

Наименьшие внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, определяют по формуле

$$p_{вн} = 0,875 \sigma_{T \min} \frac{2s}{D},$$

где 0,875 — коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки.

Таблица 16.4

Прочностные характеристики обсадных труб

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наименьшие сминающие давления, МПа										
				H-40	J-55 K-55	C-75	L-80, N-80	C-95	SM-95 T*	P-110	SM-110 T*	V-150*		
114,3 (4 1/2")	5,21	103,9	14,00	19,1	22,8	—	—	—	—	—	—	—	—	
	5,69	102,9	15,24	—	27,6	—	—	—	—	—	—	—	—	
	6,35	101,6	16,91	—	34,2	42,3	43,8	48,3	59,6	52,1	—	—	58,2	
	7,37	99,6	19,42	—	—	56,3	58,9	66,5	73,6	73,6	—	—	88,8	
	8,56	97,2	22,31	—	—	71,6	76,4	87,9	98,7	98,7	—	—	124,9	
	10,92**	92,5	27,78	—	—	89,4	95,4	113,2	—	131,1	—	—	178,8	
127,0 (5")	5,59	115,8	16,73	—	21,1	—	—	—	—	—	—	—	—	
	6,43	114,1	19,11	—	28,5	—	—	—	—	—	—	—	—	
	7,52	112,0	22,15	—	38,3	48,0	50,0	55,8	65,5	60,9	—	—	70,7	
	9,19	108,6	26,71	—	—	68,9	72,3	82,8	92,7	92,7	—	—	116,2	
	10,72**	105,6	30,73	—	—	79,9	85,2	99,9	—	117,2	—	—	157,7	
	12,70**	101,6	35,79	—	—	—	—	—	—	136,5	—	—	186,2	
139,7 (5 1/2")	6,20	127,3	20,41	18,1	21,5	—	—	—	—	—	—	—	—	
	6,98	125,7	22,86	—	27,9	—	—	—	—	—	—	—	—	
	7,72	124,3	25,13	—	33,9	41,9	43,3	47,8	59,2	51,4	70,3	—	57,2	
	9,17	121,4	29,51	—	—	58,2	60,9	68,9	76,4	76,4	95,8	—	92,9	
	10,54	118,6	33,57	—	—	72,1	76,9	89,1	100,1	100,1	113,1	—	126,8	
	168,3 (6 5/8")	7,32	153,7	29,03	17,4	20,5	—	—	—	—	—	—	—	—
8,94		150,4	35,12	—	31,4	38,4	39,7	43,4	—	46,3	—	—	50,7	
10,59		147,1	41,18	—	—	54,0	56,3	63,4	—	69,9	—	—	83,8	
12,06		144,2	46,47	—	—	67,8	71,2	81,4	—	91,0	—	—	113,8	
177,8 (7")		5,87	166,1	24,87	10,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		6,91	164,0	29,10	13,7	15,7	—	—	—	—	—	—	—	—
	8,05	161,7	33,71	—	22,5	26,0	26,4	28,6	39,0	30,7	—	—	33,1	
	9,19	159,4	38,22	—	29,8	36,2	37,3	40,5	53,8	42,8	—	—	47,5	
	10,36	157,1	42,78	—	—	46,6	48,4	53,9	63,4	58,7	79,3	—	67,4	
	11,51	154,8	47,19	—	—	56,7	59,3	67,1	74,2	74,2	93,8	—	89,8	
12,65	152,5	51,51	—	—	66,9	70,2	80,3	89,7	89,7	108,9	—	111,9		
13,72	150,4	55,50	—	—	73,6	78,5	92,5	104,2	104,2	116,5	—	132,7		
193,7 (7 5/8")	7,62	178,5	34,96	14,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	8,33	177,0	38,07	—	19,9	22,6	23,4	25,6	33,4	27,1	—	—	28,1	
	9,52	174,7	43,26	—	—	32,2	33,0	35,3	49,3	36,8	—	—	41,8	
	10,92	171,9	49,21	—	—	43,6	45,2	50,1	60,7	54,1	73,1	—	61,1	
	12,70	168,3	56,68	—	—	58,1	60,7	68,8	73,1	76,3	95,1	—	92,7	
	15,11	163,5	66,53	—	—	—	—	—	—	—	—	—	135,7	
219,1 (8 5/8")	6,71	205,7	35,11	—	9,4	—	—	—	—	—	—	—	—	
	7,72	203,7	40,25	11,3	13,0	—	—	—	—	—	—	—	—	
	8,94	201,2	46,23	15,2	17,4	—	—	—	—	—	—	—	—	
	10,16	198,8	52,34	—	23,8	27,7	28,3	30,1	41,8	32,4	—	—	35,5	
	11,43	196,2	58,52	—	—	36,9	38,1	41,4	54,5	44,0	—	—	48,5	
	12,70	193,7	64,63	—	—	46,1	47,9	53,3	62,7	57,9	78,5	—	66,5	
14,15	190,8	71,50	—	—	56,5	59,1	66,8	73,9	73,9	93,8	—	89,3		

Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа							Растягивающие усилия, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН						
H-40	J-85, K-85	C-75	L-80, N-80	C-95	P-110	V-150*	H-40	J-85, K-85	C-75	L-80, N-80	C-95	P-110	V-150*
22,0	30,2	—	—	—	—	—	4940	676	—	—	—	—	—
—	33,0	—	—	—	—	—	—	734	—	—	—	—	—
—	36,9	50,3	53,6	63,7	73,7	100,5	—	818	1112	1188	1410	1632	2229
—	—	58,3	62,2	73,8	85,6	116,7	—	—	1281	1366	1619	1877	2558
—	—	67,8	72,3	85,8	99,4	135,6	—	—	1472	1570	1864	2157	2940
—	—	86,5	92,3	109,6	126,8	172,9	—	—	1832	1957	2322	2691	3670
—	29,2	—	—	—	—	—	—	810	—	—	—	—	—
—	33,6	—	—	—	—	—	—	925	—	—	—	—	—
—	39,3	53,6	57,2	67,8	78,6	107,1	—	1072	1459	1557	1850	2140	2918
—	—	65,5	69,9	83,0	96,1	131,1	—	—	1761	1877	2229	2580	3519
—	—	76,4	81,5	96,8	112,0	152,8	—	—	2023	2162	2564	2971	4048
—	—	—	—	—	133,0	181,1	—	—	—	—	—	3464	4717
21,4	29,4	—	—	—	—	—	716	988	—	—	—	—	—
—	33,2	—	—	—	—	—	—	1103	—	—	—	—	—
—	36,7	50,0	53,4	63,4	73,4	100,0	—	1214	1655	1766	2095	2429	3309
—	—	59,4	63,4	75,2	87,1	118,8	—	—	1944	2073	2464	2851	3888
—	—	68,3	72,8	86,5	100,1	136,6	—	—	2211	2358	2802	3243	4422
21,0	28,8	—	—	—	—	—	1019	1401	—	—	—	—	—
—	35,2	48,1	51,3	60,9	70,5	96,2	—	1699	2313	2469	2931	3394	4631
—	—	57,0	60,7	72,1	83,6	113,9	—	—	2713	2896	3438	3981	5427
—	—	64,9	69,2	82,2	95,1	129,8	—	—	3060	3265	3879	4488	6125
15,9	—	—	—	—	—	—	872	—	—	—	—	—	—
18,8	25,8	—	—	—	—	—	1023	1406	—	—	—	—	—
—	30,1	41,0	43,7	51,9	60,1	82,0	—	1628	2220	2366	2811	3256	4439
—	34,3	46,8	49,9	59,3	68,7	93,6	—	1846	2518	2687	3189	3692	5035
—	—	52,7	56,3	66,8	77,4	105,5	—	—	2820	3007	3572	4132	5636
—	—	58,5	62,5	74,2	85,9	117,1	—	—	3109	3314	3937	4559	6219
—	—	64,4	68,7	81,6	94,5	128,8	—	—	3394	3621	4297	4978	6788
—	—	69,8	74,5	88,4	102,4	139,6	—	—	3656	3901	4631	5360	7313
19,0	—	—	—	—	—	—	1228	—	—	—	—	—	—
—	28,5	39,0	41,5	49,3	57,1	77,8	—	1842	2509	2678	3176	3679	5018
—	—	44,5	47,5	56,4	65,3	89,0	—	—	2851	3038	3608	4181	5698
—	—	51,0	54,5	64,7	74,9	102,0	—	—	3243	3461	4106	4755	6486
—	—	59,4	63,3	75,2	87,0	118,7	—	—	3732	3981	4728	5476	7469
—	—	—	—	—	—	141,2	—	—	—	—	—	—	8767
—	20,3	—	—	—	—	—	—	1695	—	—	—	—	—
17,0	23,4	—	—	—	—	—	1415	1944	—	—	—	—	—
19,7	27,1	—	—	—	—	—	1628	2237	—	—	—	—	—
—	30,8	42,0	44,7	53,2	61,6	83,9	—	2527	3447	3679	4368	5058	6895
—	—	47,2	50,3	59,8	69,2	94,5	—	—	3857	4115	4884	5654	7713
—	—	52,5	56,0	66,5	76,9	104,9	—	—	4257	4542	5391	6245	8514
—	—	58,5	62,3	74,0	85,7	116,9	—	—	4711	5022	5965	6908	9421

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наименьшие сминающие давления, МПа									
				H-40	J-55, K-55	C-75	L-80, N-80	C-95	SM-95 T*	P-110	SM-110 T*	V-150*	
244,5 (9 5/8")	7,92	228,7	46,22	9,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	8,94	226,6	51,92	12,0	13,9	—	—	—	—	—	—	—	—
	10,03	224,4	58,00	—	17,7	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,05	222,4	63,60	—	—	20,5	21,3	23,0	29,2	24,0	—	—	24,3
	11,99	220,5	68,73	—	—	25,9	26,3	28,5	38,6	30,5	—	—	32,8
	13,84	216,8	78,72	—	—	31,9	32,8	35,0	48,9	36,6	—	—	41,5
	15,11**	214,3	85,46	—	—	44,0	45,6	50,5	61,0	54,7	74,5	—	61,8
	15,88**	212,7	89,48	—	—	52,2	54,4	61,2	68,6	67,2	88,2	—	79,8
	19,05**	206,4	105,89	—	—	—	—	—	74,7	—	94,5	—	90,5
													135,4
273,0 (10 3/4")	7,09	258,8	46,47	6,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	8,89	255,2	57,91	9,8	10,9	—	—	—	—	—	—	—	—
	10,16	252,7	65,87	—	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,43	250,1	73,73	—	18,6	21,4	22,2	24,1	30,7	25,3	—	—	25,9
	12,57	247,9	80,75	—	—	27,2	27,7	29,6	41,0	31,9	—	—	34,7
	13,84	245,3	88,48	—	—	34,6	35,6	38,4	52,1	40,4	—	—	45,2
	15,11	242,8	96,12	—	—	41,9	43,4	47,9	59,6	51,6	—	—	57,4
	16,51**	240,0	104,45	—	—	—	—	—	—	64,0	—	—	75,1
298,4 (11 3/4")	8,46	281,5	60,47	7,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	9,52	279,4	67,86	—	10,4	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,05	276,3	78,30	—	14,3	16,4	16,9	—	—	—	—	—	—
	12,42	273,6	87,60	—	18,3	21,2	21,9	23,7	30,4	24,9	—	—	25,4
339,7 (13 5/8")	8,38	322,9	68,49	5,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	9,65	320,4	78,56	—	7,8	—	—	—	—	—	—	—	—
	10,92	317,9	88,55	—	10,6	11,4	11,5	11,5	—	11,5	—	—	—
	12,19	315,3	98,47	—	13,4	15,3	15,6	16,0	—	16,1	—	—	16,1
	13,06	313,6	105,16	—	15,4	17,9	18,4	19,4	23,9	19,9	—	—	19,9
	13,97**	311,8	112,22	—	—	20,6	21,4	—	—	—	—	—	—
	15,44**	308,8	123,47	—	—	26,3	26,7	—	—	31,0	—	—	—
18,26**	303,2	144,75	—	—	39,4	40,7	—	—	47,8	—	—	—	
406,4 (16")	9,52	387,4	93,21	4,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,13	384,1	108,32	—	7,0	7,0	7,0	7,0	—	—	—	—	—
	12,57	381,3	122,09	—	9,7	10,2	10,2	10,2	—	—	—	—	—
	16,66**	373,1	160,08	—	17,6	20,5	21,2	—	—	—	—	—	—
	18,16**	370,1	173,80	—	—	—	25,4	—	—	—	—	—	—
473,1 (18 5/8")	11,05	451,0	125,88	4,3	4,3	—	4,3	—	—	—	—	—	—
	12,34**	448,4	140,28	—	6,1	—	6,1	—	—	—	—	—	—
	14,30**	444,5	161,82	—	9,2	—	9,5	—	—	—	—	—	—
	14,71**	443,7	166,24	—	9,8	10,3	10,3	10,3	—	—	—	—	—
	18,29**	436,5	205,11	—	15,5	18,1	18,7	19,7	—	—	—	—	—
508,0 (20")	11,13	485,7	136,30	3,6	3,6	—	—	—	—	—	—	—	—
	12,70	482,6	155,10	—	5,3	—	5,3	—	—	—	—	—	—
	16,13	475,7	195,62	—	10,3	11,0	11,0	11,0	—	—	—	—	—
	20,62**	466,7	247,90	—	—	20,1	20,8	22,3	—	—	—	—	—

* Эти группы прочности стандартами АНИ не предусмотрены.

** Толщины стенок не по стандартам АНИ.

Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа							Растягивающие усилия, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН						
H-40	I-55, K-55	C-75	L-80, N-80	C-95	P-110	V-150*	H-40	I-55, K-55	C-75	L-80, N-80	C-95	P-110	V-150*
15,7	—	—	—	—	—	—	1623	—	—	—	—	—	—
17,7	24,3	—	—	—	—	—	1824	2509	—	—	—	—	—
—	27,2	37,2	39,6	47,0	54,5	74,3	—	2802	3821	4075	4840	5605	7642
—	—	40,9	43,6	51,8	60,0	81,8	—	—	4190	4470	5307	6143	8380
—	—	44,4	47,4	56,2	65,1	88,7	—	—	4528	4831	5734	6641	9057
—	—	51,2	54,7	64,9	75,2	102,5	—	—	5187	5534	6570	7606	10373
—	—	55,9	59,6	70,9	82,0	111,9	—	—	5631	6005	7135	8260	11263
—	—	—	—	—	—	117,5	—	—	—	—	—	—	11800
—	—	—	—	—	—	124,6	—	—	—	—	—	—	13970
12,5	—	—	—	—	—	—	1632	—	—	—	—	—	—
15,7	21,6	—	—	—	—	—	2033	2798	—	—	—	—	—
—	24,7	—	—	—	—	—	—	3180	—	—	—	—	—
—	27,8	37,9	40,4	48,0	55,6	75,8	—	3563	4857	5182	6152	7126	9715
—	—	41,6	44,4	52,8	61,1	83,4	—	—	5320	5676	6739	7802	10640
—	—	45,9	49,0	58,1	67,3	91,8	—	—	5827	6219	7384	8549	11659
—	—	50,1	53,4	63,4	73,4	100,2	—	—	6334	6757	8020	9288	12664
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13,7	—	—	—	—	—	—	2126	—	—	—	—	—	—
—	21,2	—	—	—	—	—	—	3278	—	—	—	—	—
—	24,5	33,5	35,7	—	—	—	—	3781	5160	5502	—	—	—
—	27,6	37,6	40,2	47,7	55,2	75,3	—	4235	5769	6156	7313	8465	11543
11,9	—	—	—	—	—	—	2406	—	—	—	—	—	—
—	18,8	—	—	—	—	—	—	3794	—	—	—	—	—
—	21,3	29,1	31,0	36,8	42,7	—	—	4279	5836	6223	7388	8558	—
—	23,8	32,5	34,6	41,2	47,6	64,9	—	4755	6486	6921	8216	9515	12975
—	25,5	34,7	37,1	44,1	51,0	69,6	—	5080	6930	7388	8776	10160	13856
—	—	37,2	39,7	—	54,6	—	—	—	7393	7887	—	—	—
—	—	41,2	43,9	—	60,3	—	—	—	8136	8678	—	11930	—
—	—	48,7	51,9	—	71,4	—	—	—	9537	10173	—	13990	—
11,3	—	—	—	—	—	—	3274	—	—	—	—	—	—
—	18,1	24,8	26,4	31,4	—	—	—	5240	7144	7620	9048	—	—
—	20,5	28,0	29,9	35,4	—	—	—	5898	8042	8581	10191	—	—
—	27,2	37,1	39,6	—	—	—	—	7735	10550	11254	—	—	—
—	—	—	43,1	—	—	—	—	—	—	12214	—	—	—
11,2	15,5	—	22,5	—	—	—	4422	6081	—	8848	—	—	—
—	17,3	—	25,2	—	—	—	—	6775	—	9857	—	—	—
—	20,1	—	29,2	—	—	—	—	7816	—	11370	—	—	—
—	20,6	28,1	30,0	35,6	—	—	—	8029	10952	11681	13870	—	—
—	25,6	35,0	37,3	44,3	—	—	—	9911	13514	14412	17117	—	—
10,5	14,5	—	—	—	—	—	4790	6583	—	—	—	—	—
—	16,6	—	24,1	—	—	—	—	7495	—	10898	—	—	—
—	21,1	28,8	30,7	36,4	—	—	—	9452	12886	13749	16325	—	—
—	—	36,7	39,2	46,5	—	—	—	—	16329	17419	20684	—	—

Таблица 16.5

Группа прочности стали	Отношение D/s	Расчетная формула
H-40	$\leq 16,44$	$p_{см} = 2 \sigma_T \min \frac{D/s - 1}{(D/s)^2}$
K-55, J-55	$\leq 14,80$	
C-75	$\leq 13,67$	
N-80, L-80	$\leq 13,38$	
C-95	$\leq 12,83$	
P-110	$\leq 12,42$	
V-150	$\leq 11,67$	

Таблица 16.6

Группа проч-ности стали	Отношение D/s	A'	B'	C'	Расчетная формула
H-40	16,45—26,62	2,950	0,0463	5,207	$p_{см} = \sigma_T \min \left[\frac{A'}{D/s} - B' \right] - C'$
K-55, J-55	14,81—24,99	2,990	0,0541	8,310	
C-75	13,68—23,09	3,060	0,0642	12,448	
N-80, L-80	13,39—22,46	3,070	0,0667	13,483	
C-95	12,84—21,21	3,125	0,0745	16,586	
P-110	12,43—20,29	3,180	0,0820	19,690	
V-150	11,68—18,57	3,335	0,1020	27,965	

Таблица 16.7

Группа проч-ности стали	Отношение D/s	A	B	Расчетная формула
H-40	26,63—42,70	2,047	0,0312	$p_{см} = \sigma_T \min \left[\frac{A}{D/s} - B \right]$
K-55, J-55	25,00—37,20	1,990	0,0360	
C-75	23,10—32,05	1,985	0,0417	
N-80, L-80	22,47—31,05	1,998	0,0434	
C-95	21,22—28,25	2,047	0,0490	
P-110	20,30—26,20	2,075	0,0535	
V-150	18,58—22,12	2,170	0,0663	

Для муфтовых соединений внутреннее давление, при котором напряжения в теле муфты достигают предела текучести, рассчитывают по формуле

$$p_{вн} = \sigma_T \min \frac{D_M - d_M}{D_M}$$

Таблица 16.8

Группа прочности стали	Отношение D/s	Расчетная формула
H-40	$\geq 42,71$	$p_{cm} = \frac{3,22 \cdot 10^5}{D/s [D/s - 1]^2}$
K-55, J-55	$\geq 37,21$	
C-75	$\geq 32,06$	
N-80, L-80	$\geq 31,06$	
C-95	$\geq 28,26$	
P-110	$\geq 26,21$	
V-150	$\geq 22,13$	

Коэффициент запаса прочности на сопротивление труб внутреннему давлению обычно принимается равным 1,0—1,1 по отношению к наименьшим расчетным давлениям.

Растягивающая нагрузка $P_T(H)$, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, вычисляется по формуле

$$P_T = \sigma_{T \min} \frac{\pi (D^2 - d^2)}{4},$$

где $\sigma_{T \min}$ — наименьший предел текучести материала трубы, МПа; D — наружный диаметр трубы, мм; d — внутренний диаметр трубы, мм.

Стандарты 5A, 5AC, 5AX и 5B АНИ предусматривают несколько конструкций резьбовых соединений обсадных труб: муфтовые соединения с короткой или длинной резьбой с закругленными вершинами и впадинами, с углом профиля 60° , шагом 3,175 мм; муфтовые соединения Батресс с упорной резьбой и безмуфтовые соединения Экстрем Лайн с трапециевидальной резьбой и дополнительными уплотнительными поверхностями.

Муфтовое соединение с короткой и длинной резьбой показано на рис. 16.1. Основные размеры, разрушающие растягивающие нагрузки, а также рекомендуемые моменты свинчивания для соединений с короткой резьбой приведены в табл. 16.9, а для соединений с длинной резьбой — в табл. 16.10. Минимальный момент свинчивания составляет 75%, а максимальный — 125% оптимального момента свинчивания. Указанные в таблицах моменты свинчивания ориентировочны. Согласно практическим рекомендациям RP 5C1 АНИ, перед спуском обсадных труб должно быть уделено внимание пробным свинчиваниям, при которых следят одновременно за моментом свинчивания и натягом соединения. Результаты могут указать на целесообразность отступления от рекомендуемых величин крутящего момента.

За разрушающее усилие для соединений с короткой и длинной резьбой принимается наименьший результат расчета на усилие разрыва трубы по последнему полному витку резьбы и на усилие, требующееся для вырыва резьбы:

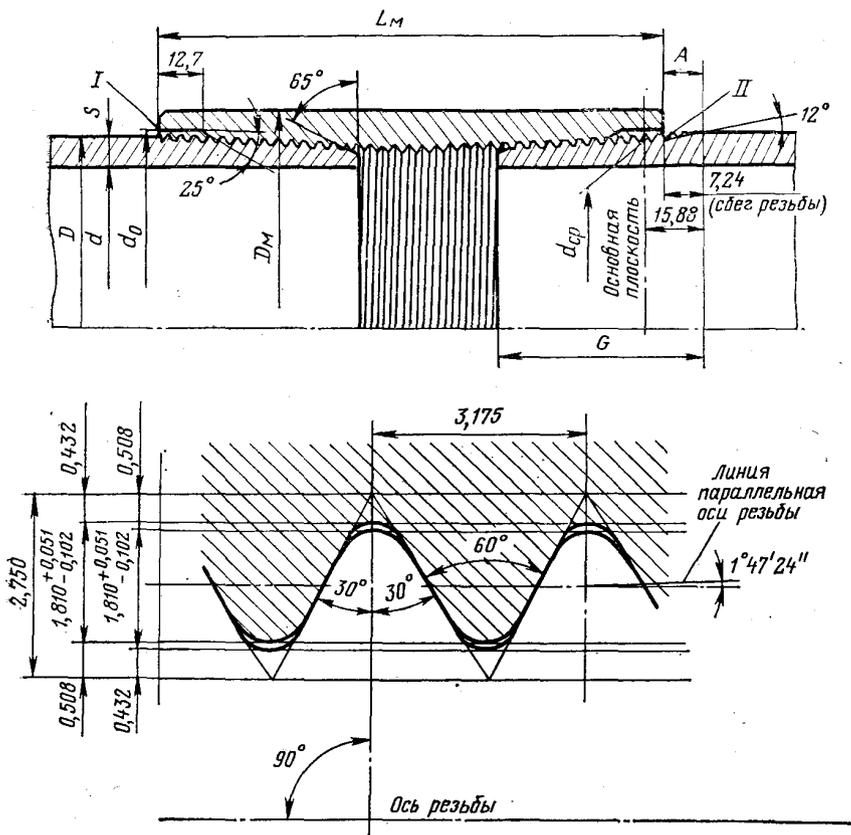


Рис. 16.1. Соединение обсадных труб с короткой и длинной резьбой по стандартам АНИ:

I — соединение, свинченное на станке; *II* — соединение, свинченное вручную

$$P = 0,95 F \sigma_{в \min};$$

$$P = 0,95 F L \left(\frac{4,988 D^{-0,59} \sigma_{в \min}}{0,5 L + 0,14 D} + \frac{\sigma_{т \min}}{L + 0,14 D} \right),$$

где P — наименьшее разрушающее усилие, Н; $\sigma_{в \min}$ — наименьший предел прочности материала трубы, МПа; $\sigma_{т \min}$ — наименьший предел текучести материала трубы, МПа; L — длина резьбы, находящаяся в зацеплении, мм; D — номинальный наружный диаметр трубы, мм; F — площадь сечения тела трубы под последним полным витком резьбы, мм²:

$$F = 0,785 [(D - 3,62)^2 - d^2],$$

где d — номинальный внутренний диаметр трубы, мм.

Допускаемые отклонения на элементы резьбы по конусности $+0,52$
 $-0,26$ мм на длине 100 мм, по шагу $\pm 0,076$ мм на длине 25,4 мм
и $\pm 0,152$ мм на всей длине резьбы. Отклонение угла профиля
 $\pm 1^\circ 30'$. Допуск на общую длину наружной резьбы $G \pm 3,175$ мм.
На длине резьбы $G - 28,6$ мм не должно быть ниток с черновинами
по вершинам. Отклонение оси резьбы одного конца муфты
от оси резьбы другого конца муфты не должно превышать 0,79 мм
в плоскости торца и 3,12 мм на длине 1 м. Если нет специальной
договоренности, то трубы и муфты поставляют из стали одной
группы прочности, за исключением труб из стали групп прочно-
сти Н-40 и J-55, для которых муфты могут быть изготовлены
из стали групп прочности J-55 и K-55.

При проверке резьбы муфты калибром-пробкой натяг A дол-
жен быть равен 9,525 мм для труб наружным диаметром 177,8 мм
и менее и 11,112 мм для труб 193,7 мм и более, из исключением
труб наружным диаметром 244,5 мм и 273,0 мм группы прочно-
сти P-110 и труб наружным диаметром 508,0 мм группы прочно-
сти J-55 и K-55, для которых натяг A должен быть равен 12,7 мм.
Натяг A равен расстоянию от торца муфты до конца сбега резь-
бы на трубе при свинчивании вручную. Допускаемые отклонения
натягов при проверке калибрами $\pm 3,175$ мм.

Для повышения герметичности соединений применяют уплот-
нительные кольца из тефлона (фторопласта). Кольца вставляют
в специальные канавки, проточенные в резьбовой части муфты.

Муфтовое соединение Батресс со специальной упорной резьбой
показано на рис. 16.2. Соединение обеспечивает высокую проч-
ность при действии осевых растягивающих нагрузок. Отличитель-
ная особенность — нарезание наружной резьбы на выход, т. е. без
сбега резьбы.

Основные размеры и прочностные характеристики соединения
Батресс приведены в табл. 16.11.

Расчет наименьших разрушающих усилий выполняется отдель-
но для трубы и для муфты, наименьший результат определяет
прочность соединения для трубы

$$P = 0,95 \sigma_{в \min} F_{тр} \left[1,008 - 0,00156 \left(1,083 - \frac{\sigma_{т \min}}{\sigma_{в \min}} \right) D \right],$$

для муфты

$$P = 0,95 \sigma_{в \min} F_{м},$$

где P — наименьшее разрушающее усилие, Н; $\sigma_{в \min}$ — наименьший
предел прочности материала трубы и муфты, МПа; $F_{тр}$ — площадь
сечения тела трубы, мм², равная $0,7854 (D^2 - d^2)$; D — номиналь-
ный наружный диаметр трубы, мм; d — номинальный внутренний
диаметр трубы, мм; $F_{м}$ — площадь сечения тела муфты, мм², рав-
ная $0,7854 (D_m^2 - d_m^2)$; D_m — наружный диаметр муфты, мм;
 d_m — наружный диаметр резьбы муфты в плоскости тор-
ца трубы в положении свинченного от руки соединения.

Таблица 16.9

Соединения обсадных труб с короткой резьбой по стандартам АНИ

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Увеличение массы трубы, кг	Общая длина резьбы G , мм	Средний диаметр в основной плоскости $d_{ср}$, мм	Наружный диаметр муфты D_M , мм	Диаметр расточки муфты d_0 , мм	Длина муфты L_M , мм	Наименьшее раз			
								H-40	J-55	K-55	C-75
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
114,3 (4 1/2")	5,21	1,91	50,80	112,566	127,0	116,7	158,8	343	449	498	
	5,69	1,73	66,68						587	649	
	6,35	1,54	66,68						685	756	
127,0 (5")	5,59	2,45	63,50	125,266	141,3	129,4	165,1		592	654	
	6,43	2,18	69,85					752	827		
	7,52	1,91	69,85					921	1014		
139,7 (5 1/2")	6,20	2,45	73,02	137,966	153,7	142,1	171,5	580	765	841	
	6,98	2,18	73,02						899	988	
	7,72	2,00	73,02						1019	1121	
168,3 (6 5/8")	7,32	4,99	79,38	166,541	187,7	170,7	184,2	814	1090	1188	
	8,94	4,36	79,38						1397	1521	
177,8 (7")	5,87	4,54	60,32	176,066	194,5	180,2	184,2	540			
	6,91	4,27	79,38						785	1041	1130
	8,05	3,63	79,38						1263	1375	
	9,19	3,27	79,38						1486	1619	
193,7 (7 5/8")	7,62	7,17	82,55	191,941	215,9	196,1	190,5	942			
	8,33	6,90	82,55						1401	1521	
219,1 (8 5/8")	6,71	10,71	76,20	217,341	244,5	221,5	196,8	1040	1085	1170	
	7,72	10,08	85,72						—	—	
	8,94	9,44	85,72						1655	1788	
	10,16	8,81	85,72						1931	2082	
244,5 (9 5/8")	7,92	11,08	85,72	242,741	269,9	246,9	196,8	1128			
	8,94	10,44	85,72						1305	1753	1822
	10,03	9,72	85,72						2011	2162	
273,0 (10 3/4")	7,09	13,17	69,85	271,316	298,5	275,4	203,2	911			
	8,89	11,99	88,90						1397	1868	2002
	10,16	11,08	88,90							2193	2349
	11,43	10,26	88,90							2513	2696
	12,57	9,44	88,90								
	13,84	8,54	88,90								
	15,11	7,63	88,90								3363
						3750					

рушающее усилие, кН				Оптимальный момент свинчивания, Н·м							
L-80	N-80	C-95	P-110	H-40	J-55	K-55	C-75	L-80 и N-80	C-95	P-110	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
				1040	1370 1790 2090	1520 1980 2300					
					1800 2290 2810	1990 2520 3090					
				1760	2330 2740 3100	2560 3010 3420					
				2490	3320 4260	3620 4640					
				1650 2390	3170 3850 4530	3440 4190 4940					
				2870	4270	4640					
				3160 3780	3310 — 5040 5880	3570 — 5450 6350					
				3440 3990	5340 6130	5740 6590					
3532 3932	3576 3981	4124 4591	4168 4639 5164 5680	2780 4260	5690 6680 7660	6100 7160 8220	10 250 11 430	10 900 12 130	12 570 13 990	14 640 16 310 18 140 19 960	

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Увеличение массы трубы, кг	Общая длина резьбы G , мм	Средний диаметр в основной плоскости $d_{ср}$, мм	Наружный диаметр муфты D_M , мм	Диаметр расточки муфты d_0 , мм	Длина муфты L_M , мм	Наименьшее разн				
								H-40	J-55	K-55	C-75	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
298,4 (11 3/4")	8,46	13,44	88,90	296,716	323,8	300,8	203,2	1366				
	9,52	12,53	88,90							2122	2265	
	11,05	11,35	88,90							2527	2696	
	12,42	10,26	88,90							2887	3083	3866
339,7 (13 3/8")	8,38	15,07	88,90	337,991	365,1	342,1	203,2	1432				
	9,65	13,98	88,90							2286	2433	
	10,92	12,89	88,90							2647	2816	
	12,19	11,71	88,90							3003	3194	4350
	13,06	10,99	88,90									
406,4 (16")	9,52	19,34	101,60	404,666	431,8	408,8	228,6	1953				
	11,13	17,34	101,60							3158	3345	
	12,57	15,53	101,60							3634	3848	
473,1 (18 5/8")	11,05	33,41	101,60	471,341	508,0	475,5	228,6	2487	3354	3532		
508,0 (20")	11,13	21,34	101,60	506,266	533,4	510,4	228,6	2584				
	12,70	18,89	101,60							3487	3665	
	16,13	13,62	101,60							4061	4270	
									5302	5574		

Примечание. Наименьший момент свинчивания составляет 75%, а наибольший —

Муфты для труб диаметром до 273 мм могут выполняться с уменьшенным наружным диаметром. По требованию заказчика муфты изготовляют из стали последующей группы прочности с более высокими механическими свойствами. Исключение составляют трубы из стали групп прочности C-75, L-80 и C-95, для которых муфты изготовляют только из стали той же группы прочности.

Допускаемые отклонения конусности на длине 100 мм для внутренней резьбы ${}_{-0,25}^{+0,45}$ мм, для наружной резьбы с полным профилем ${}_{-0,15}^{+0,35}$ мм, с неполным профилем ${}_{-0,15}^{+0,45}$ мм. Допуск на шаг $\pm 0,051$ мм на длине 25,4 мм и $\pm 0,102$ мм на всей длине резьбы; отклонение угла профиля $\pm 1^\circ$.

Большой радиус закругления стороны профиля с углом наклона 10° способствует улучшению свинчиваемости соединений. Незначительные зазоры по профилю резьбы и применение консистентных смазок обеспечивают герметичность соединений. Повышенная прочность соединения объясняется малой высотой профиля и от-

Продолжение табл. 16.9

ушающее усилие, кН				Оптимальный момент свинчивания, Н·м							
L-80	N-80	C-95	P-110	H-40	J-55	K-55	C-75	L-80 и N-80	C-95	P-110	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
4061	4110	4742		4160	6 470 7 770 8 800	6 900 8 220 9 400	11 780	12 530	14 450		
4577	4626	5356		4370	6 970 8 070 9 150	7 420 8 580 9 730	13 260	14 100	16 320		
				5950	9 630 11 080	10 200 11 730					
				7580	10 220	10 770					
				7880	10 630 12 380 16 160	11 170 13 020 16 990					

125% оптимального момента свинчивания.

сутствием радиальных давлений благодаря незначительному углу наклона (3°) стороны профиля, воспринимающей растягивающие нагрузки.

При закреплении соединений торец муфты должен совпадать с клеймом на трубе, расположенным на расстоянии A от торца муфты, навинченной вручную. Для труб диаметром 114,3 мм величина A равна 10,16 мм, для труб диаметром 127,0—339,7 мм — 12,7 мм, для труб диаметром 406,4—508,0 мм — 9,52 мм. Для облегчения отыскания клейма при свинчивании соединения по образующей трубы напротив клейма наносится светлой краской полоса шириной 25,4 мм и длиной 100 мм для заводского соединения и длиной 610 мм для соединения, свинчиваемого на буровой.

Безмуфтовое соединение Экстрем Лайн показано на рис. 16.3. Основные размеры и прочностные характеристики приведены в табл. 16.12. При использовании специальных смазок соединение обеспечивает надежную герметичность при высоком внутреннем давлении. По данным зарубежных исследователей, при качественном вы-

177,8 (7")	8,05	4,72	101,6	176,066	194,5	180,2	228,6	1392	1517	1850	1935	1966	2246	3083	4240	4620	5 640	5 990	6 850	9 400					
	9,19	4,27	101,6					1632	1784	2175	2273	2309	2638				3545	6 630	7 040		8 040	10 810			
	10,36	3,63	101,6					2500	2611	2656	3038	3545	7 620				8 090	9 260	10 810						
	11,51	3,00	101,6					2816	2940	2989	3416	3990	8 580				9 1'0	10 410	12 160						
	12,65	2,54	101,6					3127	3265	3318	3794	4430	9 530				10 110	11 570	13 500						
13,72	2,00	101,6	3412	3563	3621	4141	4835	10 400	11 040	12 620	14 740														
193,7 (7 5/8")	8,33	8,63	104,78	191,941	215,9	196,1	235,0	1539	1677	2051	2144	2180	2491	3421	4690	5110	6 250	6 640	7 590	10 430					
	9,52	7,90	104,78					2411	2518	2558	2931	3421	7 350				7 800	8 930	10 430						
	10,92	7,17	104,78					2825	2954	2998	3434	4008	8 610				9 140	10 470	12 220						
	12,70	6,17	104,78					3341	3496	3550	4066	4742	10 180				10 820	12 390	14 450						
219,1 (8 5/8")	8,94	12,53	114,30	217,341	244,5	221,5	254,0	1855	2011	2882	3016	3060	3510	4693	5650	6130	8 790	9 330	10 700	14 300					
	10,16	11,62	114,30					2162	2340								3301	3452	3505		4021	4693	10 060	10 680	12 260
	11,43	10,81	114,30					3710	3888								3946	4524	5276		11 310	12 030	13 790	16 080	
	12,70	9,90	114,30					4177	4373								4435	5089	5938		12 730	13 520	15 510	18 100	
	14,15	8,90	114,30																						
244,5 (9 5/8")	8,94	14,53	120,65	242,741	269,9	246,9	266,7	2015	2175	3087	3234	3278	3768	4920	6140	6630	9 410	9 990	11 480	15 000					
	10,03	13,62	120,65					2313	2495								3452	3616	3670		4217	4920	10 520	11 190	12 850
	11,05	12,80	120,65					3790	3972								4026	4626	5396		11 550	12 270	14 100	16 450	
	11,99	12,08	120,65					4444	4657								4724	5427	6325		13 540	14 400	16 540	19 280	
	13,84	10,62	120,65																						
508,0 (20")	11,13	27,78	133,35	506,266	533,4	510,4	292,1	4035	4248							12 300	12 950								
	12,70	24,88	133,35					4702	4951							14 330	15 090								
	16,13	18,43	133,35					6139	6463							18 710	19 700								

Примечание. Наименьший момент свинчивания составляет 75%, а наибольший — 125% от оптимального момента свинчивания.

Таблица 16.11

Соединение обсадных труб Батресс по стандартам АНИ

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Увеличение массы трубы ¹ , кг		Общая длина резьбы G , мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$, мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм		Диаметр фаски у муфты d_0 , мм	Длина муфты L_m , мм
		Нормальный наружный диаметр муфты	Уменьшенный наружный диаметр муфты			нормальный	уменьшенный		
114,3 (4 1/2")	5,69	2,27	1,16	92,39	113,132	127,0	123,8	117,9	225,4
	6,35	2,09	0,98						
	7,37	1,82	0,71						
	8,56	1,45	0,35						
127,0 (5")	6,43	3,00	1,10	95,57	125,832	141,3	136,5	130,6	231,8
	7,52	2,63	0,74						
	9,19	2,00	0,10						
139,7 (5 1/2")	6,98	2,91	0,95	97,16	138,532	153,7	149,2	143,3	235,0
	7,72	2,63	0,68						
	9,17	2,09	0,14						
	10,54	1,54	-0,41						
168,3 (6 5/8")	7,32	6,54	1,08	101,92	167,107	187,7	177,8	171,8	244,5
	8,94	5,72	0,26						
	10,59	4,81	-0,64						
	12,06	4,09	-1,37						
178,8 (7")	8,05	4,99	0,73	106,68	176,632	194,5	187,3	181,4	254,0
	9,19	4,36	0,09						
	10,36	3,72	-0,54						
	11,51	3,09	-1,18						
	12,65	2,54	-1,73						
13,72	1,91	-2,36							
193,7 (7 5/8")	8,33	9,35	2,82	111,44	192,507	215,9	206,4	197,2	263,5
	9,52	8,54	2,00						
	10,92	7,72	1,18						
	12,70	6,63	0,10						
219,1 (8 5/8")	8,94	12,80	2,74	114,62	217,907	244,5	231,8	222,6	269,9
	10,16	11,89	1,83						
	11,43	10,99	0,92						
	12,70	10,08	0,01						
	14,15	8,99	-1,08						

Наименьшее разрушающее усилие, кН

муфты с нормальным наружным диаметром							муфты с уменьшенным наружным диаметром						
J-55	K-55	C-75	L-80	N-80	C-95	P-110	J-55	K-55	C-75	L-80	N-80	C-95	P-110
903	1108	—	—	—	—	—	903	1108	—	—	—	—	—
1001	1232	1281	1294	1352	1446	1713	1001	1232	1281	1294	1352	1446	1713
—	—	1472	1486	1552	1664	1971	—	—	1423	1423	1499	1570	1873
—	—	—	—	—	—	2264	—	—	—	—	—	—	1873
1121	1375	—	—	—	—	—	1121	1375	—	—	—	—	—
1303	1597	1668	1686	1761	1886	2237	1277	1597	1619	1619	1704	1788	2131
—	—	2011	2033	2122	2277	2696	—	—	1619	1619	1704	1788	2131
1334	1628	—	—	—	—	—	1334	1628	—	—	—	—	—
1463	1788	1882	1904	1984	2135	2527	1415	1788	1793	1793	1886	1979	2358
—	—	2211	2237	2331	2504	2967	—	—	1793	1793	1886	1979	2358
—	—	2447	2447	2576	2705	3221	—	—	1793	1793	1886	1979	2358
1664	2015	—	—	—	—	—	1664	2015	—	—	—	—	—
2015	2438	2593	2633	2736	2958	3496	1735	2197	2197	2197	2313	2429	2891
—	—	3038	3083	3207	3470	4101	—	—	2197	2197	2313	2429	2891
—	—	3430	3483	3621	3914	4626	—	—	2197	2197	2313	2429	2891
1922	2322	2478	2513	2616	2829	—	1873	2322	2371	2371	2495	2620	—
2180	2633	2807	2851	2967	3212	3794	1873	2371	2371	2371	2495	2620	3123
—	—	3140	3194	3318	3594	4248	—	—	2371	2371	2495	2620	3123
—	—	3465	3519	3661	3963	4684	—	—	2371	2371	2495	2620	3123
—	—	3705	3705	3897	4092	4875	—	—	2371	2371	2495	2620	3123
—	—	3705	3705	3897	4092	4875	—	—	2371	2371	2495	2620	3123
2148	2584	2776	2825	2931	3185	—	2148	2584	2776	2825	2931	3185	—
—	—	3154	3207	3332	3616	4270	—	—	3154	3207	3332	3612	4270
—	—	3585	3648	3790	4115	4862	—	—	3269	3269	3438	3612	4301
—	—	4132	4204	4364	4737	5596	—	—	3269	3269	3438	3612	4301
2576	3069	—	—	—	—	—	2576	3069	—	—	—	—	—
2909	3470	3768	3843	3981	4341	—	2909	3470	3732	3732	3928	4124	—
—	—	4212	4297	4453	4857	5729	—	—	3732	3732	3928	4124	4906
—	—	4653	4742	4915	5365	6330	—	—	3742	3732	3928	4124	4906
—	—	5147	5249	5436	5934	7002	—	—	3732	3732	3928	4124	4906

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Увеличение массы трубы ¹ , кг		Общая длина резьбы G , мм	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$, мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм		Диаметр фаски у муфты d_0 , мм	Длина муфты L_m , мм
		Нормальный наружный диаметр муфты	Уменьшенный наружный диаметр муфты			нормальный	уменьшенный		
244,5 (9 5/8")	8,94	14,07	2,94	114,62	243,307	269,9	257,2	248,0	269,9
	10,03	13,17	2,03						
	11,05	12,35	1,22						
	11,99	11,62	0,49						
	13,84	10,17	-0,96						
273,0 (10 3/4")	8,80	15,62	3,27	114,62	271,882	298,5	285,8	276,6	269,9
	10,16	14,44	2,09						
	11,43	13,35	1,00						
	12,57	12,26	-0,09						
	13,84	11,08	—						
	15,11	9,99	—						
298,4 (11 3/4")	9,52	16,25	—	114,62	297,282	323,8	—	302,0	269,9
	11,05	14,71	—						
	12,42	13,44	—						
339,7 (13 3/8")	9,65	18,25	—	114,62	338,557	365,1	—	343,3	269,9
	10,92	16,71	—						
	12,19	15,25	—						
	13,06	14,35	—						
406,4 (16")	11,13	20,70	—	117,16	404,825	431,8	—	410,3	269,9
	12,57	17,98	—						
473,1 (18 5/8")	11,05	39,23	—	117,16	471,500	508,0	—	477,0	269,9
508,0 (20")	11,13	24,88	—	117,16	506,425	533,4	—	511,9	269,9
	12,70	21,97	—						
	16,13	15,98	—						

¹ Увеличение или уменьшение (со знаком минус) массы одной трубы с муфтой по муфты.

полнении уплотнительных поверхностей соединения обеспечивали герметичность при давлении газа 95 МПа с приложением сжимающих и растягивающих нагрузок и изменении температуры в пределах 200°C. Соединение допускает неоднократные свинчивания без потери эксплуатационных качеств. Высокая прочность соединений достигается высадкой кон-

Наименьшее разрушающее усилие, кН													
муфты с нормальным наружным диаметром							муфты с уменьшенным наружным диаметром						
J-55	K-55	C-75	L-80	N-80	C-95	P-110	J-55	K-55	C-75	L-80	N-80	C-95	P-110
2842	3358	—	—	—	—	—	2842	3358	—	—	—	—	—
3176	3750	4119	4212	4355	4777	—	3176	3750	4119	4155	4355	4591	—
—	—	4519	4617	4777	5240	6174	—	—	4155	4155	4373	4591	5467
—	—	4884	4991	5164	5663	6672	—	—	4155	4155	4373	4591	5467
—	—	5591	5720	5912	6486	7642	—	—	4155	4155	4373	4591	5467
3114	3643	—	—	—	—	—	3114	3643	—	—	—	—	—
3541	4141	—	—	—	—	—	3541	4141	—	—	—	—	—
3963	4639	5160	5293	5462	6023	7090	3656	4631	4631	4631	4875	5120	6094
—	—	5654	5796	5983	6597	7762	—	—	4631	4631	4875	5120	6094
—	—	—	—	—	—	8505	—	—	—	—	—	—	6094
—	—	—	—	—	—	9239	—	—	—	—	—	—	6094
3590	4159	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4141	4800	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4635	5373	6054	6223	6405	7099	—	—	—	—	—	—	—	—
4043	4617	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4559	5200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5071	5783	6655	6873	7050	7882	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	7108	7340	7531	8420	—	—	—	—	—	—	—	—
5338	5921	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6010	6668	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5912	6348	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6236	6579	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7099	7486	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8950	9444	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

сравнению с массой гладкой трубы (см. табл. 16.4). Длина измеряется до свободного торца

цов и применением трапецеидальной резьбы с углом профиля 12°. Для увеличения длины сопряжения резьбовой части заходную часть резьбы делают специальной конструкции.

Прочность на растягивающие нагрузки труб с соединениями Экстрем Лайн рассчитывают согласно Бюллетеню 5С3 АНИ по формуле

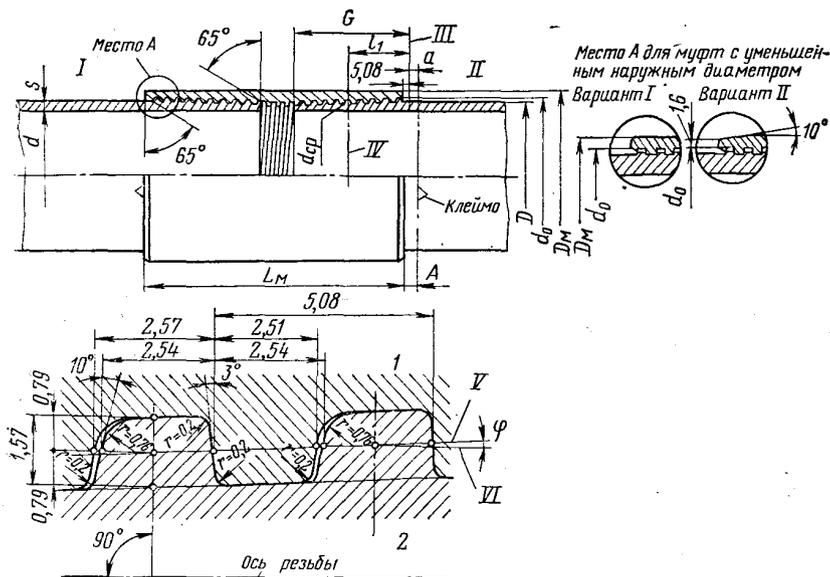


Рис. 16.2. Соединение обсадных труб Батресс по стандартам АНИ

Показатели	Диаметр труб, мм	
	114,3—339,7	406,4—508,0
Φ	1°47'24"	2°23'17"
Нитки со срезанными вершинами, мм:		
l_1	50,39	37,80
a	7,62	5,08
Площадки по вершинам и впадинам профиля	Параллельны образующей конуса	Параллельны оси резьбы

I — соединение, свинченное на станке; II — соединение, свинченное вручную, III — последняя риска на трубе; IV — основная плоскость; V — линия среднего диаметра резьбы; VI — линия, параллельная оси резьбы: 1 — муфта; 2 — труба

$$P = F \sigma_{в \min},$$

где P — наименьшее разрушающее, усилие, Н; $\sigma_{в \min}$ — наименьший предел прочности материала трубы, МПа; F — площадь опасного сечения тела трубы, мм² (за F принимается меньшая из площадей, подсчитанных для ниппельной части, муфтовой части или гладкой трубы).

Для ниппельной части трубы

$$F = 0,7854 (D_n^2 - d_n^2),$$

где D_n — наружный диаметр опасного сечения ниппельной части, мм, равный внутреннему диаметру резьбы трубы на расстоянии 7,1 мм для резьбы с шагом 4,233 мм и 7,8 мм для резьбы с шагом 5,08 мм от основной плоскости в сторону упорного торца минус половина максимального диаметрального натяга; d_n — номиналь-

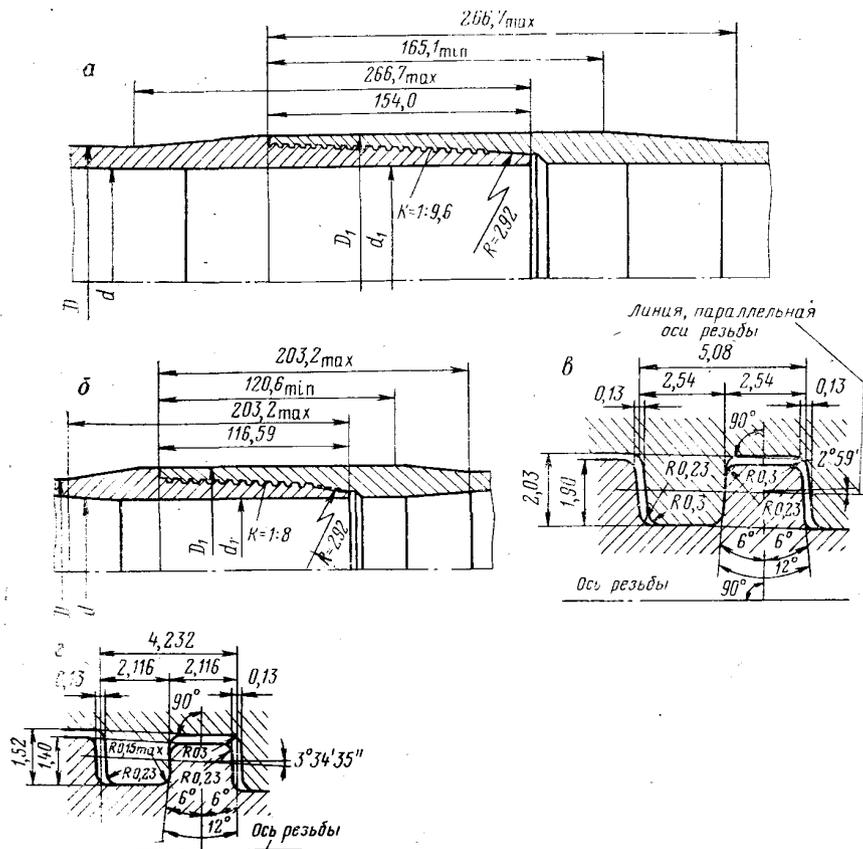


Рис. 16.3. Соединение обсадных труб Экстрем Лайн по стандартам АНИ:
 а — соединение для $D=219,1\div 273,0$; б — соединение для $D=127,0\div 193,7$ мм; в — профиль резьбы для $D=219,1\div 273,0$ мм; г — профиль резьбы для $D=127,0\div 193,7$ мм

ный внутренний диаметр свинченного соединения, мм. Для муфтовой части трубы

$$F = 0,7854 (D_m^2 - d_m^2),$$

где D_m — номинальный наружный диаметр свинченного соединения, мм; d_m — внутренний диаметр опасного сечения муфтовой части, мм, равный наружному диаметру резьбы на расстоянии 51,4 мм для резьбы с шагом 4,233 мм и на расстоянии 55,6 мм для резьбы с шагом 5,08 мм от основной плоскости в сторону внутреннего уплотнения плюс половина максимального диаметрального натяга.

Для труб диаметром от 127,0 до 193,7 мм применяют резьбу с конусностью 1:8 и шагом 4,233 мм, для труб диаметром от 219,1 до 273,0 мм — с конусностью 1:9,6 и шагом 5,08 мм. Отклонения конусности $\pm 0,2$ мм на длине 100 мм. Допуска-

Таблица 16.12

Соединение обсадных труб Экстрем Лайн

Наружный диаметр трубы D_1 , мм	Толщина стенки, s , мм	Увеличение массы трубы ¹ , кг		Наружный диаметр соединения D_1 , мм		Внутренний диаметр свинченного соединения d_1 , мм	Наименьшее разрушающее усилие, кН											
		Номинальный наружный диаметр соединения	Уменьшенный наружный диаметр соединения	нормальный	уменьшенный		соединения с нормальным наружным диаметром						соединения с уменьшенным наружным диаметром					
							J-55	K-55	C-75 L-80	N-80	C-95	P-110	J-55	K-55	C-75 L-80	N-80	C-95	P-110
		127,0(5")	7,52	2,09	—		136,1	—	106,63	1459	1850	1850	1944	2042	2433	—	—	—
9,19	0,64		—	136,1	—	106,63	—	—	1984	2193	2611	—	—	—	—	—	—	—
139,7(5 1/2")	6,98	2,63	1,91	148,8	146,8	120,29	1508	1908	—	—	—	—	1508	1908	—	—	—	—
	7,72	2,18	1,45	148,8	146,8	119,41	1655	2095	2095	2206	2318	2758	1655	2095	2095	2206	2318	2758
	9,17	0,64	-0,09	148,8	146,8	119,41	—	—	2211	2326	2442	2909	—	—	2131	2242	2358	2802
	10,54	0,00	-0,73	148,8	146,8	117,09	—	—	2442	2567	2696	3212	—	—	2131	2242	2358	2802
168,3(6 5/8")	8,94	1,54	0,82	177,8	176,0	146,84	2122	2691	2691	2834	2971	3541	2122	2691	2691	2834	2971	3541
	10,59	0,09	-0,64	177,8	176,0	145,57	—	—	2882	3034	3185	3790	—	—	2865	3016	3167	3772
	12,06	-0,64	-1,36	177,8	176,0	142,62	—	—	3189	3358	3527	4199	—	—	2865	3016	3167	3772
177,8(7")	8,05	2,72	1,91	187,7	185,7	156,74	2220	2811	2811	2963	3109	—	2220	2811	2811	2963	3109	—
	9,19	1,27	0,45	187,7	185,7	156,74	2251	2851	2851	3003	3154	3754	2251	2851	2851	3003	3154	3754
	10,36	0,27	-0,54	187,7	185,7	155,52	—	—	3047	3207	3367	4012	—	—	2998	3154	3309	3941
	11,51	-0,27	-1,09	187,7	185,7	153,21	—	—	3385	3563	3741	4457	—	—	2998	3154	3309	3941
	12,65	0,45	-0,82	191,3	187,7	150,88	—	—	3781	3981	4181	4973	—	—	3385	3563	3741	4457
	13,72	-0,09	-1,36	191,3	187,7	148,84	—	—	4079	4293	4506	5369	—	—	3385	3563	3741	4457

193, 7(7 ⁵ / ₈ "	8,33	2,91	1,82	203,4	201,2	171,96	2460	3114	3114	3278	3443	—	2460	3114	3114	3278	3443	—
	9,52	1,18	0,09	203,4	201,2	171,96	—	—	3114	3278	3443	4101	—	—	3114	3278	3443	4101
	10,92	0,00	-1,09	203,4	201,2	170,31	—	—	3407	3585	3763	4484	—	—	3309	3487	3661	4355
	12,70	-1,00	-2,09	203,4	201,2	166,75	—	—	3785	3585	4186	4982	—	—	3309	3487	3661	4355
219, 1(8 ⁵ / ₈ "	8,94	5,99	4,45	231,6	229,4	196,22	3051	3866	—	—	—	—	3051	3866	—	—	—	—
	10,16	3,45	1,91	231,6	229,4	196,22	3060,2	3874	3874	4079	4284	—	3060	3874	3874	4079	4284	—
	11,43	1,82	0,27	231,6	229,4	194,64	—	—	4190	4413	4635	5516	—	—	3941	4146	4355	5182
	12,70	0,73	-0,82	231,6	229,4	192,15	—	—	4479	4715	4951	5898	—	—	3941	4146	4355	5182
	14,15	-0,36	-1,91	231,6	229,4	189,26	—	—	4479	4715	4951	5898	—	—	3941	4146	4355	5182
244, 5(9 ⁵ / ₈ "	10,03	4,81	3,27	256,5	254,5	220,09	3425	4337	4337	4568	4795	—	3425	4337	4337	4568	4795	—
	11,05	2,45	0,91	256,5	254,5	220,09	—	—	4337	4568	4795	5707	—	—	4337	4568	4795	5707
	11,99	1,00	-0,54	256,5	254,5	218,97	—	—	4591	4831	5075	6041	—	—	4591	4831	5075	6041
	13,84	-0,54	-2,09	256,5	254,5	215,26	—	—	5218	5494	5769	6868	—	—	4684	4933	5178	6165
273,0 (10 ³ / ₄ "	10,16	9,62	—	291,1	—	249,40	4337	5498	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,43	8,35	—	291,1	—	246,86	4857	6152	6152	6477	6801	8096	—	—	—	—	—	—
	12,57	7,17	—	291,1	—	244,58	—	—	6739	7095	7451	8865	—	—	—	—	—	—
	13,84	5,90	—	291,1	—	242,04	—	—	—	—	—	8896	—	—	—	—	—	—

¹ Увеличение или уменьшение (со знаком минус) массы одной трубы, обусловленное высадкой и нарезанием резьбы, по сравнению с массой гладкой трубы той же длины (см. табл. 16.4). Длина измеряется до торца муфтовой части трубы.

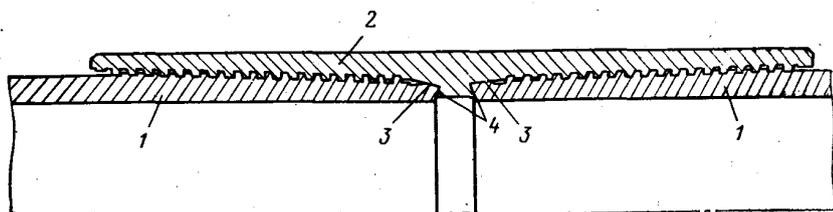


Рис. 16.4. Соединение обсадных труб VAM фирмы «Валурек»

емые отклонения шага $\pm 0,08$ мм, на длине 25,4 мм, $\pm 0,15$ мм на всей длине резьбы. Уплотнительная поверхность муфтовой части соединения выполняется с конусностью 1:6, отклонение конусности $\pm 0,52\%$; радиус уплотнительной поверхности ниппельной части $292,1 \pm 6,35$ мм.

Для труб с толщиной стенки более 9 мм некоторое уменьшение внутреннего диаметра в высаженной части не препятствует прохождению стандартной оправки, применяемой для проверки внутреннего диаметра гладких труб того же типоразмера.

При докреплении соединения до упорных торцов в резьбе и по уплотнительным поверхностям обеспечивается диаметральный натяг от 0,18 до 0,26 мм в зависимости от толщины стенки трубы. Допускаемое отклонение диаметрального натяга от номинальной величины $\pm 0,05$ мм.

Фирмой «Валурек» (Франция) разработано высокогерметичное соединение VAM (рис. 16.4). Герметичность достигается специальной формой торца трубы 1 и внутреннего уступа в муфте 2, образующих две конические уплотнительные поверхности: гладкий конический поясок 3 ($K=1:10$) и скошенный под углом 15° упорный торец 4. В соединении применена упорная резьба обсадных труб Батресс. Соединение обеспечивает газогерметичность при больших растягивающих и изгибающих усилиях. Для контроля резьбы могут быть использованы калибры обсадных труб Батресс с соответствующей корректировкой натягов. На трубах из нержавеющей высокохромистых сталей, а также хромомолибденовых сплавов для предотвращения заеданий при свинчивании применяется соединение VAM AG с антизадириным покрытием.

Соединения VAM требуют бережного обращения, так как небольшое повреждение торца трубы может привести к потере герметичности. Для обеспечения надлежащей герметичности соединения VAM следует свинчивать строго регламентированным крутящим моментом. В табл. 16.13 приведены рекомендуемые крутящие моменты при использовании смазки, оговоренной в Бюллетене 5A2 АНИ, там же приведены наименьшие разрушающие усилия. Трубы могут поставляться с муфтами, уменьшенными по наружному диаметру, а также с муфтами из стали более прочной, чем материал труб. Наружные диаметры муфт такие же, как и для труб Батресс. Трубы диаметром 114,3 мм, используемые как обсадные, приведены в гл. 22.

Таблица 16.13

Соединения обсадных труб типа VAM фирмы «Валурек»

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Наименьшее разрушающее усилие, кН									Оптимальный момент срыва вания*, Н·м
		K-55	C-75	N-80	C-90	C-95	O-95	P-110	Q-125	V-150	
127,0 (5")	6,43	1380	1440	1520	1580	1630	1700	1930	—	—	6900**
	7,52	1600	1670	1760	1820	1890	1960	2240	2440	2900	8800**
	9,19	—	2010	2120	2240	2280	2410	2700	3000	3560	11800
	10,72	—	2220	2340	2380	2450	2570	2910	3150	3740	13700
139,7 (5 1/2")	6,98	1630	1710	1800	1870	1940	2020	2300	—	—	7800
	7,72	1790	1880	1980	2060	3140	2220	2530	2760	3280	9300
	9,17	2100	2210	2330	2420	2500	2600	2970	3240	3860	10800
	10,54	2430	2450	2580	2630	2700	2820	3220	3470	4130	10800
168,3 (6 5/8")	7,32	2020	2150	2270	2360	2450	—	—	—	—	10800
	8,94	2440	2590	2740	2860	2960	3070	3500	3830	4550	10800
	10,59	2860	3040	3210	3350	3470	3600	4100	4400	5340	11800
	12,06	3230	3430	3620	3790	3910	4060	4630	5060	6020	12800
177,8 (7")	8,05	2320	2480	2620	2740	2830	2930	—	—	—	9800
	9,19	2630	2810	2970	3100	3210	3330	3790	4160	4940	10800
	10,36	2940	3140	3320	3470	3590	2730	4250	4660	5530	11800
	11,51	3260	3460	3660	3830	3960	4110	4680	5130	6100	11800
	12,65	3610	3700	3900	3980	4090	4320	4870	5280	6270	13700
	13,72	3710	3700	3900	3980	4090	4320	4870	5280	6270	14700
	14,98	—	—	—	3980	4090	4320	4870	5280	6270	14700
16,25	—	—	—	—	4090	4320	4870	5280	6270	16700	
193,7 (7 5/8")	8,33	2580	2780	2930	3070	3180	3300	3770	4120	4900	9800
	9,52	2930	3150	3330	3490	3620	3740	4270	4680	5570	10800
	10,92	3340	3580	3790	3970	4120	4260	4860	5330	6340	11800
	12,70	—	4130	4360	4570	4740	4900	5600	6140	7300	13700
219,1 (8 5/8")	7,72	2670	2900	3060	3220	3340	34,0	3940	—	—	9800
	8,94	3070	3340	3530	3710	3850	3970	4540	—	—	11800
	10,16	3470	3770	3980	4190	4340	4490	5130	5630	—	13700
	11,43	3880	4210	4450	4690	4860	5020	5730	6300	7490	14700
	12,70	4290	4650	4920	5170	5360	5540	6330	6960	8280	16700
	14,15	4750	5150	5440	5730	5930	6130	7000	7700	9160	17700
244,5 (9 5/8")	8,94	3360	3690	3900	4120	4280	4420	5040	—	—	10800
	10,03	3750	4120	4360	4600	4780	4930	5630	6200	—	12300
	11,05	4120	4520	4780	5050	5240	5400	6170	6800	8090	13700
	11,99	4150	4880	5160	5450	5660	5840	6670	7350	8750	15700
	13,84	5100	5590	5910	6250	6490	6690	7640	8420	10030	15700
	15,11	5530	6080	6430	6790	7040	7260	8310	9140	10880	18600
	15,87	—	—	—	7500	8030	8030	9190	10110	12040	18600
	19,05	—	—	—	—	—	—	9670	10450	12380	20600

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Наименьшее разрушающее усилие, кН									Оптимальный крутящий момент свинчивания*, Н·м
		K-55	C-75	N-80	C-90	C-95	O-95	P-110	Q-125	V-150	
273,0 (10 3/4")	8,89	3640	4060	4300	4550	4740	4870	5570	—	—	11800
	10,16	4140	4620	4880	5180	5390	5530	6340	6990	—	12300
	11,43	4640	5160	5460	5800	6020	6200	7090	7830	—	13700
	12,57	5080	5650	5980	6350	6600	6790	7760	8570	10210	15700
	13,84	5570	6200	6560	6960	7230	7440	8500	9390	11180	16700
	15,11	6050	6730	7120	7550	7860	8070	9240	10200	12150	17700
	16,51	—	—	—	8750	9010	9440	10720	11590	12150	18600
	17,78	—	—	—	8750	9010	9440	10720	11590	12150	19600
	19,05	—	—	—	—	—	—	10720	11590	12150	20600
339,7 (13 3/8")	9,65	4620	5310	5620	6030	6290	6430	7380	—	—	13700
	10,92	5200	5980	6340	6800	7090	7250	—	—	—	13700
	12,19	5780	6660	7050	7560	7880	—	—	—	—	14700
	13,06	—	7110	7530	—	—	—	—	—	—	14700

* Оптимальный момент свинчивания указан для труб с муфтами нормального диаметра. Допускаемый минимальный момент на 1000 Н·м меньше, а максимальный на 2000 Н·м больше указанного оптимального момента.

** Для труб диаметром 127 мм из стали прочности K-55 с толщиной стенки 6,43 мм крутящий момент должен быть равен 5400 ± 500 Н·м, а для труб с толщиной стенки 7,62 мм — $7800 \begin{matrix} +2000 \\ -1000 \end{matrix}$ Н·м.

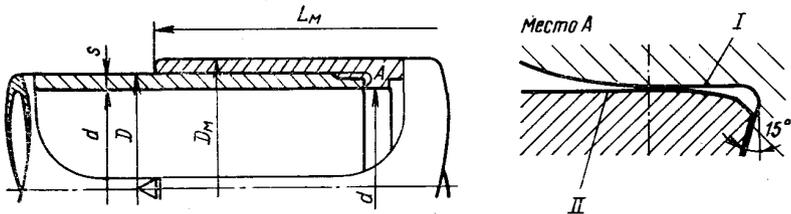


Рис. 16.5. Соединение обсадных труб BDS фирмы «Маннесман»: I — цилиндрическая поверхность; II — сферическая поверхность

Фирма «Маннесман» выпускает муфтовые обсадные трубы с высокогерметичными соединениями BDS (рис. 16.5) с нормальным или уменьшенным наружным диаметром муфты (такие же, как для труб Батресс). Герметичность обеспечивается бочкообразной уплотнительной поверхностью на конце трубы, плотно входящей в цилиндрическую расточку муфты. В соединении BDS, так же как и для соединений VAM, применены скошенные под углом 15° упорные торцы и упорная резьба обсадных труб Батресс.

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания соединений BDS с нормальным наружным диаметром муфты приведены в табл. 16.14. Прочность на растяжение рассчитывается, как и для соединений обсадных труб Батресс.

Таблица 16.14

Соединение обсадных труб типа BDS фирмы «Маннессман»

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м						
		J-55, K-55	C-75, L-80, N-80	MW-C-90, C-95, MW-C-95	P-110	MW-125	MW-140	V-150, MW-155
114,3 (4 1/2")	9,65	5 800	6 600	7 700	9 000	10 300	10 800	11 200
	12,70	6 100	7 500	8 500	9 900	11 200	11 500	12 500
127,0 (5")	7,52	4 500	5 000	5 700	6 500	6 700	7 000	6 700
	9,19	5 400	6 500	7 200	8 100	9 000	9 400	9 900
139,7 (5 1/2")	6,98	4 500	5 000	5 700	6 500	6 700	6 900	1 600
	7,72	5 300	6 100	7 000	7 900	8 100	8 300	8 600
	9,17	6 100	7 900	9 000	9 900	10 400	10 800	11 300
	10,54	6 800	8 600	9 900	10 800	11 300	11 500	12 000
168,3 (6 5/8")	7,32	6 500	6 800	8 100	9 000	9 900	10 800	11 500
	8,94	7 200	9 000	10 800	11 500	12 500	13 000	13 500
	10,59	9 000	12 500	14 500	16 500	17 500	18 500	18 500
	12,06	10 800	14 500	16 500	18 500	18 500	18 500	18 500
177,8 (7")	8,05	8 300	9 000	9 400	10 800	11 500	12 500	13 500
	9,19	9 000	10 800	12 500	14 500	15 500	16 500	17 500
	10,36	10 800	13 500	16 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	11,51	11 500	14 500	17 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	12,65	11 500	15 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	13,72	12 500	16 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
193,7 (7 5/8")	8,33	7 700	9 900	11 300	12 500	13 500	14 500	15 500
	9,52	9 900	12 500	14 500	16 500	17 500	18 500	18 500
	10,92	11 500	15 500	17 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	12,70	13 500	17 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
219,1 (8 5/8")	8,94	9 900	11 500	13 500	15 500	16 500	17 500	18 500
	10,16	11 500	13 500	15 500	17 500	18 500	18 500	
	11,43	13 500	16 500	18 500	18 500	18 500	18 500	
	12,70	15 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	
	14,15	17 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	
244,5 (9 5/8")	10,03	12 500	15 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	11,05	14 500	17 500					
	11,99	16 500	18 500					
	13,84	18 500	18 500					
273,0 (10 3/4")	8,89	12 500	16 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
	10,16	16 500	18 500					
	11,43	18 500	18 500					
	12,57	18 500	18 500					
	13,84	18 500	18 500					
	15,11	18 500	18 500					

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м						
		J-55, K-55	C-75, L-80, N-80	MW-C-90, C-95, MW-C-95	P-110	MW-125	MW-140	V-150, MW-155
298,4 (11 3/4")	9,52 11,05 12,42	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500
339,7 (13 3/8")	9,65 10,92 12,19 13,06	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500	18 500

Для труб диаметром 473,1 мм и более фирма «Маннесман» разработала специальное муфтовое соединение Биг Омега, обладающее улучшенной свинчиваемостью. В соединении применена упорная резьба с шагом 8,467 мм и конусностью 1:7,5. Трубы диаметром 473,1 и 508,0 мм могут поставляться из стали групп прочности K-55, L-80, N-80, C-95 и P-110, а трубы диаметром 622,3 мм — из стали групп прочности K-55 и N-80.

В соединениях обсадных труб фирмы «Хайдрил» применена двухступенчатая цилиндрическая резьба упорного профиля, одна сторона которого для улучшения условий свинчивания скошена под углом 20° , а другая, воспринимающая растягивающие нагрузки, под углом $6^\circ 30'$. Герметичность достигается использованием дополнительных уплотнительных поверхностей.

Соединение FJ-P (рис. 16.6а, табл. 16.15) выполнено в габаритах тела трубы и обеспечивает гладкую наружную и внутреннюю поверхность колонны. На гладкой трубе с одного конца нарезается наружная двухступенчатая резьба, а с другого — внутренняя. Уплотнительными поверхностями служат конические пояски с углом уклона 14° , расположенные с обеих сторон резьбы. Скошенные под углом 30° упорные торцы препятствуют радиальной деформации муфтовой части соединения во время приложения крутящего момента. Прочность резьбового соединения на растяжение по отношению к прочности тела трубы составляет от 42 до 56 %.

Соединение Супер FJ-P (рис. 16.6 б, табл. 16.15) взаимозаменяемо с соединением FJ-P, но отличается от последнего повышенной на $\sim 10\%$ прочностью к растяжению из-за небольшого увеличения на 2,5—4,5 мм наружного диаметра муфтового конца трубы и обжатия приблизительно на 2 мм по внутреннему диаметру со стороны ниппельного конца. Использование стали группы прочности V-150 позволяет увеличить глубину спуска обсадных труб с соединением Супер FJ-P до 4300—5000 м при коэффициенте запаса прочности на растяжение 1,8 от разрушающей нагрузки.

Соединения невзаимозаменяемы для труб одного диаметра, но

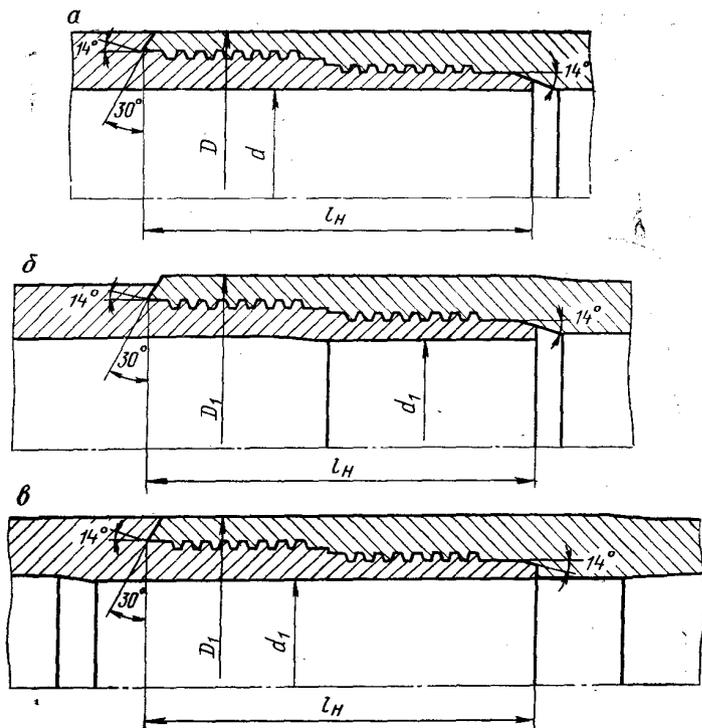


Рис. 16.6. Соединения обсадных труб фирмы «Хайдрил»:
 а — соединение FJ-P; б — соединение Супер FJ-P; в — соединение Супер EU

с различной толщиной стенки, за исключением случаев, отмеченных в табл. 16.15 скобками.

Безмуфтовое соединение Супер EU (рис. 16,6, в) применяется на трубах с высаженными концами и обеспечивает прочность ~95% по отношению к прочности тела трубы.

Соединение Триплисил — тройное уплотнение — предназначено для труб, имеющих раструб на муфтовой части трубы и обжатие ниппельной части, полученных холодным деформированием концов труб. Уплотнениями служат гладкие конические поверхности, расположенные с обеих сторон двухступенчатой резьбы, а также упорные поверхности образующие ступеньку в резьбе. Соединение отличается высокой герметичностью, прочность составляет 61—79% по отношению к прочности тела трубы.

Фирма «Армко» выпускает обсадные трубы Сил Лок с высокопрочными и герметичными муфтовыми соединениями. В соединении применена упорная резьба конусностью 1:9,6 с шагом 5,08 мм и малой высотой профиля. Вершины и впадины резьбы параллельны оси резьбы. Одна сторона профиля, воспринимающая растягивающие нагрузки, выполняется с отрицательным углом наклона,

Таблица 16.15

Соединения обсадных труб типа FJ-P и Супер FJ-P фирмы «Хайдрил»

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки s , мм	Внутренний диаметр трубы d , мм	Соединение FJ-P						Соединение Супер FJ-P							
			Наименьшее разрушающее усилие, кН			Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м			Наружный диаметр соединения D_1 , мм	Внутренний диаметр соединения d_1 , мм	Наименьшее разрушающее усилие, кН				Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м	
			C-75, L-80	N-80	P-110	C-75, L-80, N-80	P-110	C-75, L-80			N-80	P-110	V-150	C-75, L-80, N-80, P-110	V-150	
114,3 (4 1/2")	8,56	97,2	980	1030	1300	2030	2980	116,7	95,1	1050	1110	1380	1770	4340	8 130	
	10,92	92,5	980	1030	1300	2030	2980	116,7	90,4	1290	1350	1690	2160	4340	8 130	
	12,70	88,9	—	—	—	—	—	119,4	88,9	1530	1610	2020	2660	4340	8 130	
127,0 (5")	9,19	108,6	1190	1260	1560	2580	3800	129,4	106,6	1270	1330	1670	2140	5150	9 490	
	10,36	106,3	1190	1260	1560	2580	3800	129,4	104,2	1520	1600	2000	2570	5150	9 490	
	10,72	105,6	1190	1260	1560	2580	3800	129,4	103,5	1520	1600	2000	2570	5150	9 490	
	12,14	102,7	1190	1260	1560	2580	3800	129,4	100,7	1520	1600	2000	2570	5150	9 490	
	12,70	101,6	1190	1260	1560	2580	3800	130,8	99,6	1730	1740	2160	2770	5150	9 490	
139,7 (5 1/2")	9,17	121,4	1310	1380	1740	3120	4610	142,9	119,3	1400	1480	1860	2380	6100	11 520	
	10,54	118,6	1310	1380	1740	3120	4610	142,9	116,6	1750	1830	2310	2950	6100	11 520	
	12,09	115,5	1310	1380	1740	3120	4610	143,7	113,5	1890	1990	2510	3200	6100	11 520	
	13,46	112,8	—	—	—	—	—	147,1	110,7	2320	2450	3060	4040	6100	11 520	
168,3 (6 5/8")	10,59	147,1	1820	1920	2400	4340	6510	171,4	145,1	1980	2110	2610	3350	8130	13 560	
	12,06	144,2	1820	1920	2400	4340	6510	171,4	142,1	2370	2500	3130	4010	8130	13 560	
177,8 (7")	9,19	159,4	1700	1790	2230	4750	6780	181,0	157,4	1810	1930	2420	3090	6780	10 850	
	10,36	157,1	1860	1960	2450	4750	6780	181,0	155,0	2120	2250	2820	3600	7460	13 560	
	11,51	154,8	2030	2140	2680	4750	6780	181,8	152,8	2410	2560	3200	4090	8810	16 270	
	12,66	152,5	2260	2370	2970	4750	6780	182,6	150,5	2450	2600	3250	4150	8810	16 270	
	13,72	150,4	2260	2370	2970	4750	6780	182,6	148,3	2780	2920	3660	4690	8810	16 270	
	14,99	147,8	—	—	—	4750	—	184,0	145,8	2780	2920	3660	4690	8810	16 270	

193,7 (7 5/8")	8,33	177,0	1570	1650	2060	5690	8130	196,8	175,0	1700	1790	2230	2840	6780	10 850
	9,52	174,7	1930	2030	2540	5690	8130	196,8	172,6	2080	2210	2730	3530	8130	12 200
	10,92	171,9	2250	2370	2963	5690	8130	196,8	169,8	2420	2570	3180	4110	8130	14 910
	12,70	168,3	2510	2640	3300	5690	8130	198,4	166,2	2670	2830	3510	4530	9490	17 630
	15,11	163,5	2510	2640	3300	5690	8130	198,4	161,4	3300	3480	4370	5570	9490	17 630
219,1 (8 5/8")	8,94	201,2	1930	2040	2550	6910	10 170	222,2	198,4	2090	2200	2750	3510	8 130	13 560
	10,16	198,8	2300	2410	3020	6910	10 170	222,2	196,7	2450	2580	3230	4130	9 490	16 270
	11,43	196,2	2440	2570	3210	6910	10 170	222,2	194,2	2870	3020	3780	4840	10 850	18 980
	12,70	193,7	2860	3010	3770	6910	10 170	222,2	191,6	3200	3370	4220	5400	10 850	18 980
	14,15	190,8	2860	3010	3770	6910	10 170	223,8	188,7	3770	3960	4950	6340	10 850	18 980
244,5 (9 5/8")	8,94	226,6	2170	2280	2850	8410	12 200	247,6	223,0	2330	2460	3080	3930	10 850	16 270
	10,03	224,4	2510	2640	3300	8410	12 200	247,6	222,4	2690	2870	3540	4530	12 200	17 630
	11,05	222,4	2820	2960	3710	8410	12 200	247,6	220,3	3010	3220	3970	5080	12 200	17 630
	11,99	220,5	3090	3260	4070	8410	12 200	247,6	218,5	3330	3530	4380	5600	13 560	20 340
	13,84	216,8	3670	3860	4830	8410	12 200	247,6	214,8	3870	4120	5100	6530	13 560	20 340
15,11	214,2	3670	3860	4830	8410	12 200	250,0	212,5	4440	4710	5850	7480	13 560	20 340	
273,0 (10 3/4")	10,16	252,7	—	—	—	—	—	276,2	250,7	3050	3220	4020	5150	12 200	16 270
	11,43	250,2	—	—	—	—	—	276,2	248,2	3520	3710	4630	5940	12 200	16 270
	12,57	247,9	—	—	—	—	—	276,2	245,9	3920	4130	5160	6600	16 270	18 980
	13,84	245,3	—	—	—	—	—	277,0	243,3	4130	4350	5430	6960	17 630	20 340
	15,11	242,8	—	—	—	—	—	279,4	240,8	4770	5020	6270	8030	17 630	20 340
298,4 (11 3/4")	9,52	279,4	—	—	—	—	—	303,2	276,6	2980	3150	3920	5030	13 560	17 630
	11,05	276,4	—	—	—	—	—	303,2	274,3	3710	3900	4880	6250	17 630	20 340
	12,42	273,6	—	—	—	—	—	303,2	271,6	4480	4720	5900	7550	17 630	20 340
	13,56	271,3	—	—	—	—	—	304,8	269,2	4920	5180	6480	8300	17 630	20 340
	10,92	317,9	—	—	—	—	—	344,5	315,8	4040	4260	5320	6810	17 630	20 340
339,7 (13 3/8")	12,19	315,3	—	—	—	—	—	344,5	312,5	4880	5130	6410	8200	20 340	23 050
	13,06	313,6	—	—	—	—	—	344,5	310,8	5420	5720	7150	9150	20 340	23 050

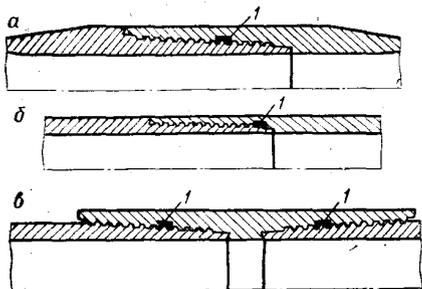


Рис. 16.7. Соединения обсадных труб фирмы «Атлас Брэдфорд»:

a — соединение ИJ-3SS; *б* — соединение FL-4S; *в* — соединение TC-4S; 1 — тефлоновое уплотнительное кольцо

другая сторона имеет угол наклона, равный 45° . Герметичность обеспечивается уплотнительными коническими поверхностями.

Известны также соединения фирмы «Атлас Брэдфорд», которая в своих конструкциях наряду с конической упорной резьбой, уплотнительными поверхностями и упорными торцами использует дополнительно тефлоновые кольца. В безмуфтовом соединении ИJ-3SS (рис. 16.7 *a*), нарезаемом на трубах диаметром 127,0—244,5 мм с комбинированной высадкой концов, имеются наружные упорные торцы, скошенные под углом 15° , а с другой стороны резьбы — гладкие конические уплотнительные поверхности. Конструкция соединения FL-4S (рис. 16.7, *б*) выполняется на гладких трубах диаметром до 219 мм. Прочность соединения составляет 45—65% от прочности по телу трубы. Выпускаются также трубы в муфтовом исполнении TC-4S (рис. 16.7, *в*).

Раздел III

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

ГЛАВА 17

СОРТАМЕНТ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Насосно-компрессорные трубы предназначены для эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

После спуска эксплуатационной обсадной колонны и выполнения других работ по подготовке скважины к эксплуатации спускают колонну насосно-компрессорных труб.

Колонну насосно-компрессорных труб подвешивают в арматуре устья скважины.

Насосно-компрессорные трубы изготавливаются по ГОСТ 633—80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним».

ГОСТ 633—80 предусматривает изготовление насосно-компрессорных труб исполнения А и Б (А — повышенной точности) четырех конструкций:

гладкие и муфты к ним; с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В); гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ); безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (тип НКБ).

Сортамент труб приведен в табл. 17.1.

Таблица 17.1

Сортамент труб

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы			
		гладкая	с высажен- ными наружу концами — В	гладкая высокогерме- тичная — НКМ	безмуфтовая с высажен- ными наружу концами — НКБ
27	3,0	—	ДКЕ	—	—
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
47	3,5	ДКЕ	ДКЕ	—	—
48	4,0	ДКЕ	ДКЕ	—	—
60	5,0	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	8,0	—	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

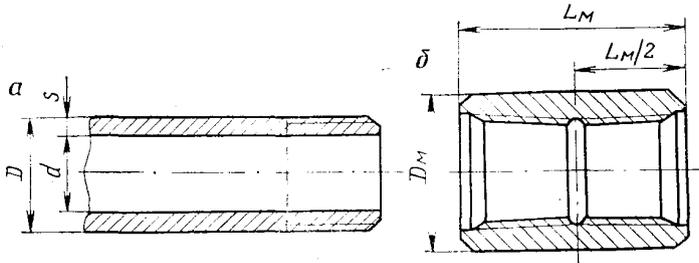


Рис. 17.1. Гладкие насосно-компрессорные трубы и муфты к ним:
а — труба; б — муфта

Размеры и масса труб и муфт к ним должны соответствовать указанным на рис. 17.1 и в табл. 17.2 для гладких труб и муфт к ним; на рис. 17.2 и в табл. 17.3 — для труб с высаженными наружу концами и муфт к ним — В и на рис. 17.3 и в табл. 17.4 — для глад-

Таблица 17.2

Размеры гладких труб и муфт к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр D_M	Длина L_M	Масса муфты, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

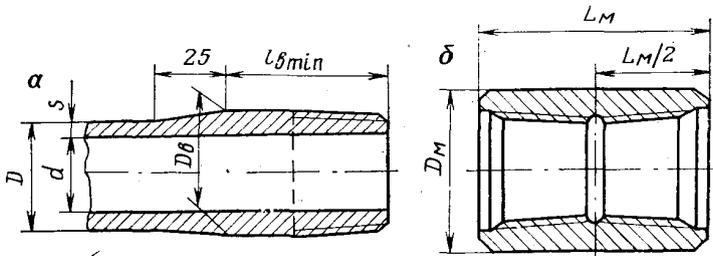


Рис. 17.2. Насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним — В:
а и б — то же, что на рис. 17.1

Таблица 17.3

Размеры труб с высаженными наружу концами и муфт к ним — В (мм)

Условный диаметр трубы	Труба							Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр высаженной части $D_{в}$ (предельное отклонение $\pm 1,6$)	Длина высаженной части $l_{в \text{ min}}$	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы трубы вследствие высадки обожженных концов, кг	Наружный диаметр $D_{м}$	Длина $L_{м}$	Масса, кг
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	5,5	62,0	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
		7,0	59,0			11,4				
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
		8,0	72,9			16,0				
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

Примечание. На внутренней полости трубы на расстоянии ($l_{в \text{ min}} + 25$) мм от торца допускается технологическая конусность не более 1:50.

Таблица 17.4

Размеры труб гладких высокогерметичных и муфт к ним — НКМ (мм)

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр $D_{м}$	Длина $L_{м}$	Масса, кг
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	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

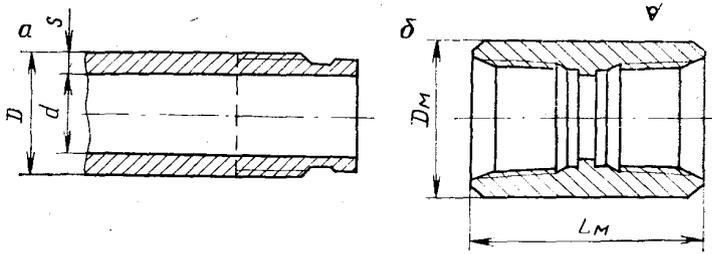


Рис. 17.3. Гладкие высокогерметичные насосно-компрессорные трубы и муфты к ним — НКМ:
а и б — то же, что на рис. 17.1

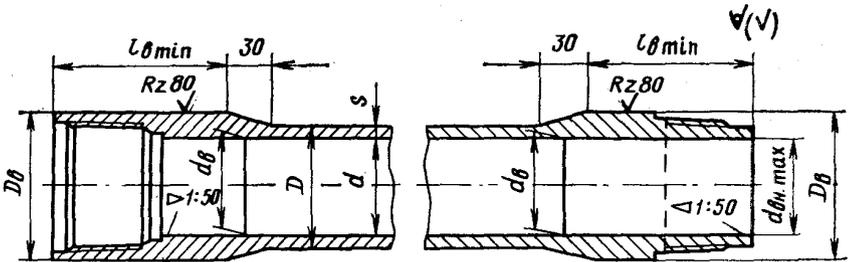


Рис. 17.4. Безмуфтовые высокогерметичные насосно-компрессорные трубы — НКБ

ких высокогерметичных труб и муфт к ним — НКМ. Размеры и масса безмуфтовых труб с высажеными наружу концами — НКБ представлены в табл. 17.5 и на рис. 17.4.

Трубы всех типов исполнения А должны изготавливаться длиной 10 м с предельным отклонением $\pm 5\%$ (± 500 мм). Трубы всех типов исполнения Б должны изготавливаться двух групп длин: 1-я группа — от 5,5 до 8,5 м; 2-я от 8,5 до 10,0 м. По согласованию с потребителем допускается изготовление труб исполнения А в диапазоне длин исполнения Б. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии муфты — от свободного торца муфты до конца сбег резбьы противоположного конца трубы.

Допускаемые отклонения по размерам и массе:

По наружному диаметру труб, мм:

исполнение А:		
≤ 102	$\pm 0,8$
114	$\pm 0,9$
исполнение Б:		
27—48	+0,8
	-0,2
60—89	+1,0
	-0,5
102—114	+1,2
	-0,5

Допускается увеличение диаметра до 1,0 мм за высаженым концом труб с муфтами — В на длине 100 мм и НКБ — 150 мм.

Таблица 17.5

Размеры безмуфтовых труб с высаженными наружу концами — НКБ (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Наружный диаметр вы- саженой части $D_в$ (предельное отклонение $\pm 0,5$)	Внутренний диаметр в плоскости торца выпущенного конца $d_{вн\max}$	Внутренний диаметр в конце высаженной части $d_в$	Длина высажен- ной части l , min	Масса 1 м глад- кой трубы, кг	Увеличение мас- сы трубы вследствие на- садки обожж кон- цов, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	53,5	48,3	95	6,8	1,8
73	73,0	5,5	62,0	84	65,5	60,0	100	9,2	2,2
		7,0	59,0	86	63,0	57,0		11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	79,5	73,9	100	13,2	3,2
		8,0	72,9	104	77,0	70,9		16,0	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	92,0	86,6	100	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	104,0	98,3	100	18,5	4,8

Концы труб (гладких и НКМ) должны выполняться так, чтобы обеспечивать минимальную длину резьбы с полным профилем без черновин и минимальную толщину стенки в плоскости торца трубы.

По толщине стенки, %	-12,5
плюсовые отклонения ограничиваются массой трубы	
По наружному диаметру муфт, %	$\pm 1,0$
По длине муфт, мм	± 2
По массе, %	
для отдельной трубы (исполнение А)	+6,5
	-3,5
для партий труб (массой не менее 20 т) (исполнение А)	-1,75
для отдельной трубы (исполнение Б)	+8,0
	-6,0

Примечание. Для труб исполнения А массой менее 20 т отдельные отклонения для партии труб не регламентируются.

На концевых участках, равных одной трети длины трубы, не допускается изогнутость более 1 мм на 1 м длины. Не допускается общая изогнутость труб, превышающая предельно допустимую при контроле opravкой.

Условное обозначение труб должно включать: тип трубы (кроме гладких труб), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности и обозначение настоящего стандарта.

Условное обозначение муфт должно включать: тип трубы (кроме муфт к гладким трубам), условный диаметр, группу прочности и обозначение стандарта.

Примеры условных обозначений

Трубы из стали группы прочности Е, с условным диаметром 60 мм, с толщиной стенки 5 мм и муфты к ним:

60×5-Е ГОСТ 633—80 — для гладких труб;

60-Е ГОСТ 633—80 — для муфт к этим трубам;

В-60×5-Е ГОСТ 633—80 — для труб с высаженными наружу концами;

В-60-Е ГОСТ 633—80 — для муфт к этим трубам;

НКМ-60×5-Е ГОСТ 633—80 — для гладких высокогерметичных труб;

НКМ-60-Е ГОСТ 633—80 — для муфт к этим трубам;

60×5-ТУК-Е ГОСТ 633—80 — для гладких труб с термоупрочненными концами.

Трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами из стали группы прочности Е, с условным диаметром 60 мм и толщиной стенки 5 мм:

НКБ-60×5-Е ГОСТ 633—80.

Для труб и муфт исполнения А после обозначения стандарта ставится буква А.

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин.

Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускается.

В местах труб и муфт, где толщина стенки может быть замерена непосредственно, глубина дефектных мест может превышать указанную величину при условии сохранения минимальной толщины стенки, определяемой как разность между номинальной толщиной стенки и предельным для нее минусовым отклонением.

Допускаются отдельные незначительные забоины, вмятины, риски, тонкий слой окалины и другие дефекты, обусловленные способом производства, если они не выводят толщину стенки за пределы минусовых отклонений.

Место перехода высаженной части труб к ее части с толщиной стенки *s* не должно иметь резких уступов.

На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб с муфтами не должно быть более трех дефектных мест (незаполнение металлом и ремонт дефектов), протяженность каждого из которых по окружности не должна быть более 25 мм, шириной более 15 мм и глубиной более 2 мм.

На наружной и внутренней поверхностях высаженных наружу концов безмуфтовых труб на расстоянии менее 85 мм от торца дефекты не допускаются. На расстоянии свыше 85 мм не должно быть более трех дефектных мест (незаполнение металлом и ремонт дефектов), протяженность каждого из которых не должна быть более 1/3 длины окружности, шириной более 15 мм и глубиной более 2 мм.

Толщина стенки в переходной части всех труб с высаженными наружу концами не должна быть менее минимальной допустимой толщины стенки гладкой части трубы.

Таблица 17.6

Механические свойства сталей

Показатели	Группа прочности стали					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_b , МПа, не менее	655 (638)	687	699	758	862	1000
Предел текучести σ_t , МПа: не менее	379 (373)	491	552	654	758	980
не более	56,2	—	77,3	87,9	93,9	116,0
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3 (16,0)	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

Примечания: 1. Значения показателей механических свойств, взятые в скобки, относятся к трубам исполнения Б. 2. Для труб из стали группы прочности Д исполнения Б максимальное значение предела текучести не ограничено.

Массовая доля серы и фосфора в стали не должна быть более 0,045% каждого.

Трубы и муфты должны изготавливаться из стали одной и той же группы прочности (табл. 17.6).

Трубы гладкие и муфты к ним и трубы гладкие высокогерметичные и муфты к ним группы прочности К и выше, трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним и трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами всех групп прочности должны быть подвергнуты термической и термомеханической обработке.

Трубы должны выдерживать испытание на сплющивание. Расстояние между параллельными плоскостями после испытания не должно быть более указанного в табл. 17.7.

Резьбы и уплотнительные конические расточки муфт должны быть оцинкованы или фосфатированы.

Таблица 17.7

Расстояние между параллельными плоскостями при сплющивании

Группа прочности стали	Отношение диаметра к толщине стенки D/s	Расстояние между параллельными плоскостями, мм
Д К, Е Л	≥ 16	0,65D 0,70D 0,75D
Д К, Е Л	< 16	(0,98—0,02D/s) D (1,18—0,03D/s) D (1,23—0,03D/s) D

Примечание. Расстояние между параллельными плоскостями для труб групп прочности М и Р устанавливают по согласованию изготовителя с потребителем.

Таблица 17.8

Испытательные гидравлические давления труб

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Давления для труб стали групп прочности						
		Д		К	Е	Л	М	Р
		исполнение А	исполнение Б					
27	3,0	67,2	66,2	87,3	98,1	—	—	—
33	3,5	64,3	63,3	83,4	93,7	—	—	—
42	3,5	50,5	49,5	65,2	73,6	—	—	—
48	4,0	50,5	49,5	65,2	73,6	—	—	—
60	5,0	50,5	49,5	65,2	73,6	87,3	96,6	122,6
73	5,0	45,6	45,1	59,4	66,7	79,0	87,3	112,3
	7,0	57,9	57,4	75,0	84,9	100,6	110,9	122,6
89	6,5	44,1	43,7	57,4	64,7	76,5	84,4	108,9
	8,0	54,4	53,5	70,6	79,5	94,2	101,0	122,6
102	6,5	38,7	38,3	50,0	56,4	66,7	73,6	95,2
114	7,0	37,3	36,8	48,1	54,4	64,3	71,1	91,2

Примечания: 1. Если расчетное давление p превышает 68,6 МПа, то испытательное давление принимают равным 68,6 МПа. По требованию потребителя испытательное давление принимают равным расчетному давлению p , но не более 122,6 МПа. 2. По согласованию изготовителя с потребителем для труб гладких и с высаженными наружу концами и муфт к ним исполнения Б группы прочности Д и К испытательное давление ограничивается 19,7 МПа и для группы прочности Е и выше — 29,4 МПа.

Каждая труба — гладкая, гладкая высокогерметичная и с высаженными наружу концами — должна быть снабжена муфтой, закрепленной на муфтонаверточном станке на одном из ее концов.

По согласованию изготовителя с потребителем допускается установка муфт без труб.

При свинчивании труб с муфтами необходимо применять смазку или другие уплотнители, обеспечивающие герметичность соединения и предохраняющие его от задиrow и коррозии.

С целью предохранения от коррозии при транспортировании наружная поверхность каждой трубы и каждой муфты должна быть окрашена.

По согласованию изготовителя с потребителем допускается изготовление труб и муфт без окраски или с покрытием нейтральной смазкой.

По требованию потребителя трубы исполнения А должны изготавливаться с защитными покрытиями внутренней поверхности, предотвращающими отклонения парафина и коррозию. Покрытия выполняются в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Трубы с навинченными муфтами, а также трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением (табл. 17.8).

Основные параметры и размеры резьбовых соединений гладких труб и с высаженными концами и муфт к ним

Форма и размеры профиля резьбы труб и муфт к ним соответствуют указанным на рис. 17.5 и в табл. 17.9.

Таблица 17.9

Параметры и размеры профиля резьбы (мм)

Параметр резьбы	Число витков на длине 26,4 мм	
	10	8
Шаг резьбы P	2,540	3,175
Высота исходного профиля H^*	2,200	2,750
Высота профиля h_1	$1,412^{+0,05}_{-0,10}$	$1,810^{+0,05}_{-0,10}$
Рабочая высота профиля h^*	1,336	1,734
Угол профиля α^*	60°	
Угол наклона стороны профиля $\alpha/2$	$30^\circ \pm 1^\circ$	
Радиус закругления: вершины профиля r	$0,432^{+0,045}$	$0,508^{+0,045}$
впадины профиля r_1	$0,356^{-0,045}$	$0,432^{-0,045}$
Зазор z^*	0,076	
Угол наклона φ	$1^\circ 47' 24''$	
Конусность $2 \operatorname{tg} \varphi$	1 : 16	

Примечания: 1. Шаг резьбы P измеряется параллельно оси резьбы трубы и муфты.
2. Предельные отклонения радиусов r и r_1 даны для проектирования резьбообразующего инструмента и контролю не подвергаются.

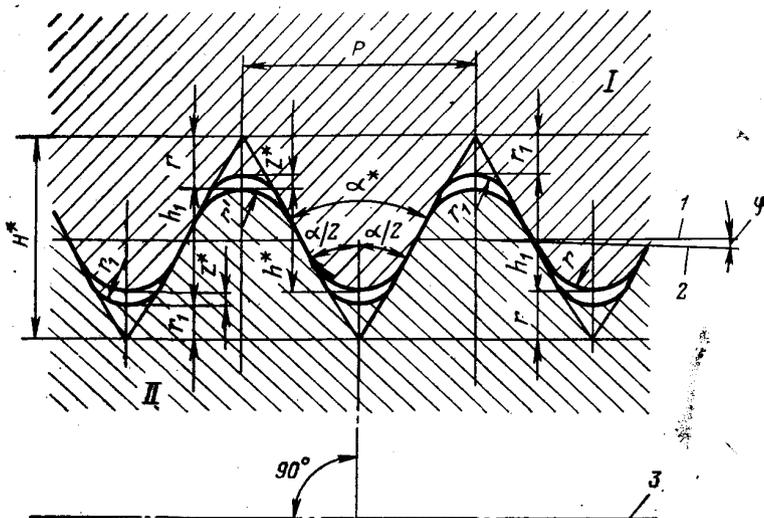


Рис. 17.5. Профиль резьбы гладких насосно-компрессорных труб и муфт к ним; труб и муфт типа В:

1 — линия, параллельная оси резьбы; 2 — линия среднего диаметра резьбы; 3 — ось резьбы; I — муфта; II — труба
* — размеры для справок

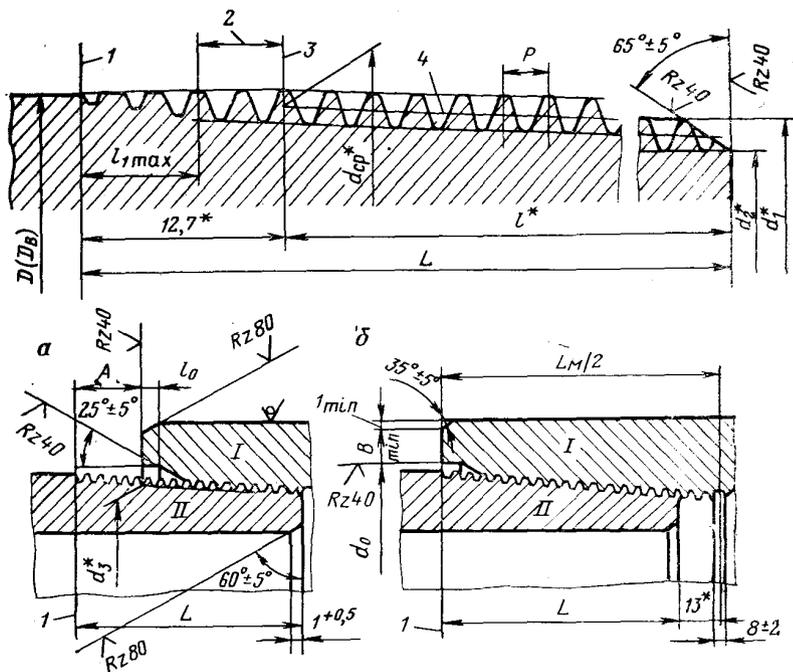


Рис. 17.6. Резьбовые соединения гладких насосно-компрессорных труб и муфт к ним; труб и муфт типа В:

a — соединение, свинченное вручную; *b* — соединение, свинченное на станке; *I* — конец сбега резьбы; *2* — нитки со срезанными вершинами; *3* — основная плоскость; *4* — линия среднего диаметра резьбы; *I* — муфта; *II* — труба
 Размер D_B приведен для труб с высаженными наружу концами. * — размеры для справок

Размеры резьбовых соединений гладких труб и муфт к ним указаны на рис. 17.6 и в табл. 17.10, а труб с высаженными наружу концами и муфт к ним — на рис. 17.6 и в табл. 17.11; отклонения от номинальных размеров резьбы — в табл. 17.12. При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен величине A (см. рис. 17.6, табл. 17.10, 17.11), отклонение $\pm P_1$. Такое же отклонение после свинчивания труб и муфт на станке.

Основные параметры и размеры соединений гладких высокогерметичных труб и муфт к ним — НКМ

Форма и размеры профиля труб диаметром от 60 до 102 мм и муфт к ним соответствуют рис. 17.7 и табл. 17.13, а труб диаметром 114 мм и муфт к ним — рис. 17.8 и табл. 17.13. Размеры соединений соответствуют рис. 17.9 и табл. 17.14 (для труб) и рис. 17.9 и табл. 17.15 (для муфт). Допускаемые отклонения от номинальных размеров резьбы приведены в табл. 17.16.

Таблица 17.10

Размеры резьбовых соединений гладких труб и муфт к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Шаг резьбы P	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы				Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр цилиндри- ческой выточки муфты (предельное отклонение $\pm 0,8$) d_6	Глубина выточки муфты t_6 (предель- ное отклонение $+1,5$ $-0,5$)	Ширина торцевой плоскости муфты B_{min}	Расстояние от тор- ца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчи- вании вручную (нагн.) A
				наружный d_1^*	внутрен- ний d_2^*	общая (до конца сбега) L		до оснo- вой плос- кости (с полным профилем) l^*	сбег l_i max					
						номи- наль- ная	преде- льное откло- нение							
33	33,4	2,540	32,065	32,382	29,568	29	$\pm 2,5$	16,3	8	31,210	35,0	8,0	2,0	5,0
42	42,2		40,826	40,948	38,124	32		19,3		39,973	43,8		2,5	
48	48,3		46,924	46,866	44,042	35		22,3		46,069	49,9		1,5	
60	60,3		58,989	58,494	55,670	42		29,3		58,134	61,9		4,0	
73	73,0		71,689	70,506	67,682	53		40,3		70,834	74,6		5,5	
89	88,9		87,564	85,944	83,120	60		47,3		86,709	90,5		6,5	
102	101,6	3,175	99,866	98,519	94,899	62	$\pm 3,2$	49,3	10	98,519	103,2	9,5	6,5	6,5
114	114,3		112,566	111,031	107,411	65		52,3		111,219	115,9		6,0	

Примечания: 1. Концом сбега резьбы считается точка пересечения образующей конуса сбега резьбы с образующей цилиндра, диаметр которого равен наружному диаметру трубы.

2. Допускается коническая выточка у торца муфты, образующая которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр конической выточки должен быть равен d_6 цилиндрической выточки.

3. Минимальную толщину стенки под резьбой в плоскости торца трубы t вычисляют по формуле $t=0,875s-0,5\{(D+\Delta)-d_2\}$ (с округлением до 0,1 мм), где s — номинальная толщина стенки, мм; D — номинальный наружный диаметр трубы, мм; d_2 — внутренний диаметр резьбы в плоскости торца трубы, мм; Δ — верхнее предельное отклонение наружного диаметра трубы, мм. Если t , вычисленная по приведенной выше формуле, окажется менее 1 мм для труб с условным диаметром до 48 мм включительно и менее 2 мм — для остальных диаметров труб, то величина t должна быть соответственно равна 1 и 2 мм.

Таблица 17.11

Размеры резьбовых соединений труб с высаженными наружу концами и муфт к ним (мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр высаженной части D_B (предельное от- клонение $+1,6$)	Шаг резьбы P	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметр резьбы в плоскости торца трубы		Длина резьбы трубы				Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты d_3	Диаметр цилиндри- ческой выточки муфты d_0 (предель- ное отклонение $+0,8$)	Глубина выточки муфты h_0 (предель- ное отклонение $-0,5$ $+1,5$)	Ширина торцевой плоскости муфты B_{min}	Расстояние от тор- ца муфты до конца сбега резьбы на тру- бе при свинчивании вручную (натяг) A
				наружный d_1^*	внутрен- ний d_2^*	общая (до конца сбега) L		сбег l l_1 max						
						номи- наль- ная	преде- льное откло- нение l^*							
27	33,4	2,540	32,065	32,383	29,568	29	$\pm 2,5$	16,3	8	31,210	35,0	8,0	2,0	5,0
33	37,3		35,970	36,100	33,267	32		19,3		35,115	38,9		3,0	
42	46,0		44,701	44,643	41,819	35		22,3		43,846	47,6		2,5	
48	53,2		51,845	51,662	48,833	37		24,3		50,990	54,8		2,5	
60	65,9	3,175	64,148	63,551	59,931	50	$\pm 3,2$	37,3	10	62,801	67,5	9,5	3,5	6,5
73	78,6		76,848	76,001	72,381	54		41,3		75,501	80,2		4,5	
89	95,2		93,516	92,294	88,674	60		47,3		92,169	96,9		6,5	
102	108,0		106,216	104,744	101,124	64		51,3		104,869	109,6		6,5	
114	120,6		118,916	117,256	113,636	67		54,3		117,569	122,3		7,5	

Примечания: 1. Концом сбега резьбы считается точка пересечения образующей конуса сбега резьбы с образующей цилиндра, диаметр которого равен наружному диаметру высаженной части.

2. Допускается коническая выточка у торца муфты, образующая которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр конической выточки должен быть равен d_0 цилиндрической выточки.

Таблица 17.12

Предельные отклонения резьбы труб (мм)

Предельные отклонения			
шага резьбы		конусности резьбы	
на длине 25,4 мм	на всей длине резьбы с полным профилем	трубы	муфты
$\pm 0,075$	$\pm 0,120$	+0,36 -0,22	+0,22 -0,36

Примечания: 1. Предельные отклонения шага резьбы на длине, не превышающей 25,4 мм, допускаются для расстояния между любыми двумя нитками с полным профилем. Для расстояния между нитками более 25,4 мм допускается увеличение предельных отклонений пропорционально увеличению расстояния, но не свыше указанных в таблице для всей длины резьбы с полным профилем.

2. Предельные отклонения конусности (отклонения от разности двух диаметров) приняты на длине резьбы 100 мм и относятся к среднему диаметру резьбы трубы и муфты, а также к наружному диаметру резьбы трубы и внутреннему диаметру резьбы муфты.

Таблица 17.13

Параметр и размеры профиля резьбы (мм)

Параметр резьбы	Для труб НКМ с условным диаметром от 60 до 102 мм и муфт к ним и труб НКБ всех диаметров	Для труб НКМ с условным диаметром 114 мм и муфт к ним
	Шаг резьбы P	4,232
Высота профиля резьбы h_1 :		
наружная	$1,20^{+0,05}$	$1,60 \pm 0,03$
внутренняя	$1,30^{+0,05}$	$1,60 \pm 0,03$
Угол профиля α^*	33°	13°
Угол наклона стороны профиля:		
α_1	$3^\circ \pm 1^\circ$	$3^\circ \pm 1^\circ$
α_2	$30^\circ \pm 1^\circ$	$10^\circ \pm 1^\circ$
Радиус закругления профиля:		
r	—	$0,20^{+0,05}$
r_1	$0,20_{-0,05}$	$0,20_{-0,05}$
r_2	$0,25_{-0,05}$	—
r_3	—	$0,80^{+0,05}$
r_4	—	$0,80_{-0,05}$
Ширина фаски C	$0,30^{+0,05}$	—
Ширина вершины профиля:		
b^*	1,659	2,29
b_1	1,600	2,29
Ширина впадины профиля:		
b_2	$1,800^{+0,05}$	$2,43^{+0,05}$
b_3	$1,794^{+0,05}$	$2,43^{+0,05}$
Угол уклона φ	$2^\circ 23' 09''$	$1^\circ 47' 24''$
Конусность $2 \operatorname{tg} \varphi$	1:12	1:16

Примечания: 1. Шаг резьбы P измеряется параллельно оси резьбы трубы и муфты.

2. Все предельные отклонения на элементы профиля резьбы, за исключением предельных отклонений на углы наклона сторон и высоту профиля, даны для проектирования резьбообразующего инструмента и контролю не подвергаются.

3. Высота профиля наружной резьбы h_1 труб НКБ обеспечивается за счет соответствующего положения гладкого и резьбовых калибров-колец и контролю не подвергается.

4. Допускается замена фасок C радиусом закругления $r = 0,2^{+0,05}$ мм (кроме наружной резьбы труб НКБ).

Таблица 17.14

Размеры соединений гладких высокогерметичных труб — НКМ (мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр D	Конусность K	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости d вн	Наружный диаметр резьбы в плоскости торца d_1	Диаметр уплотнительного конического пояса в плоскости торца d_2	Расстояние от торца до конца сбega резьбы L	Расстояние от торца до основной плоскости l^*	Расстояние от торца до начала резьбы l_1 (предельное отклонение — 1)	Длина уплотнительного конического пояса l_2 (предельное отклонение — 1)	Сбег резьбы l зmax	Глубина капавки $l_{+0, -25}$
60	60,3	1:12	57,925	56,575	54,175	65	45	20	10	11	1,6
73	73,0		70,625	69,275	66,875	65	45				
89	88,9		86,500	84,317	81,917	75	55				
102	101,6		99,200	97,017	94,617	75	55				
114	114,3	1:16	111,100	110,175	106,375	98	66	29	14	13	2,0

Примечания: 1. Концом сбega резьбы считается конец стороны впадины непрерывно исчезающей нитки, наиболее удаленный от торца трубы.

2. Минимальную толщину стенки уплотнительного конического пояса в плоскости торца трубы l вычисляют согласно формуле, приведенной в примечании к табл. 17.10. За величину d_2 принимается диаметр уплотнительного конического пояса в плоскости торца. Если величина l , вычисленная по формуле, окажется менее 1,5 мм для труб с толщиной стенки 5,0 и 5,5 мм и менее 2,0 мм для труб с толщиной стенки 6,5 и 7,0 мм, то величина l должна быть равна соответственно 1,5 и 2,0 мм.

Таблица 17.15

Размеры соединений муфт для гладких высокогерметичных труб — НКМ (мм)

Условный диаметр	Конусность K	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости d вн	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_3	Диаметр уплотнительной конической расточки в расчетной плоскости $d_{упл}$	Диаметр фаски в плоскости торца d_6	Внутренний диаметр $d_{н±0,5}$	Расстояние от торца до упорного угла $L_1+1,0$	Расстояние от торца до расчетной плоскости l_4	Длина резьбового конуса l_3-1	Длина резьбы с полным профилем $l_{\text{впн}}$	Расстояние от торца до основной плоскости l_7	Ширина торцевой плоскости B min
60	1:12	57,925	59,225	54,475	62,5	50	63	57	53	48	15,6	3,5
73		70,625	71,875	67,125	75,0	60	63	57	53	48	15,0	5,0
88		86,500	87,700	82,117	91,0	74	73	67	63	58	14,4	6,0
102		99,200	100,350	94,767	104,0	88	73	67	63	58	13,8	6,0
114	1:16	111,100	112,475	106,425	116,5	100	96	88	82	72	22,0	5,5

Примечание. Конец сбega резьбы может находиться на фаске, расположенной между резьбой и уплотнительной конической расточкой.

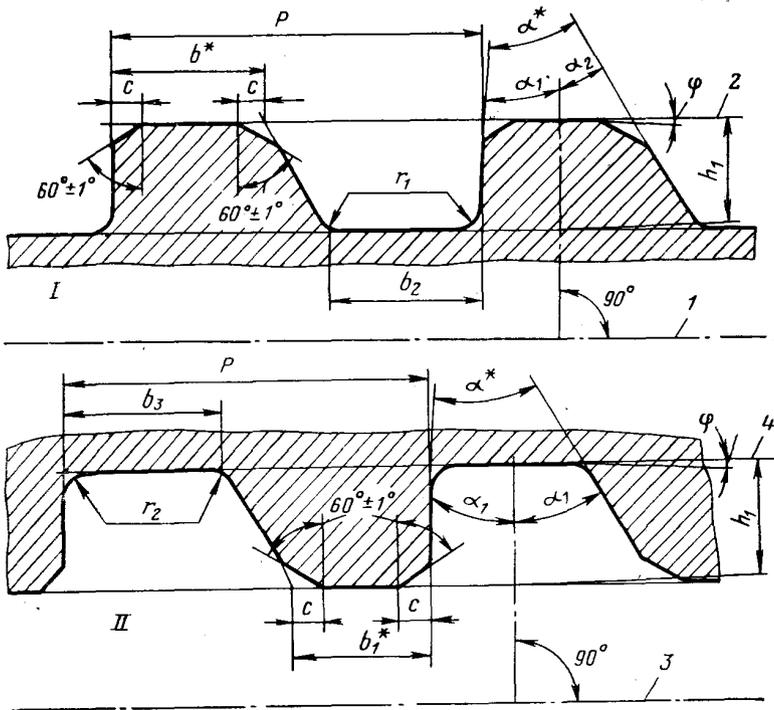


Рис. 17.7. Профиль резьбы насосно-компрессорных труб и муфт к ним — НКМ (диаметром 60—102 мм) и безмуфтовых НКБ:

I — ось резьбы трубы НКМ и nippleного конца трубы НКБ; *2* — линия, параллельная оси резьбы трубы НКМ и nippleного конца трубы НКБ; *3* — ось резьбы муфты НКМ и раструбного конца трубы НКБ; *4* — линия, параллельная оси резьбы муфты НКМ и раструбного конца трубы НКБ; *I* — труба НКБ и nippleный конец трубы НКБ; *II* — муфта НКМ и раструбный конец трубы НКБ
* — размеры для справок

Отклонения конусности на всей длине уплотнительного конического пояса труб и уплотнительной конической расточки муфт допускаются $\pm 0,03$ и $\pm 0,06$ мм соответственно.

Торцы трубы и внутренние упорные уступы муфты должны быть перпендикулярны. Отклонение от перпендикулярности 0,06 мм. Отклонение от плоскостности на ширине упорных поверхностей 0,06 мм. Допускаемое отклонение от соосности резьб и уплотнительных поверхностей 0,04 мм.

Основные параметры и размеры соединений безмуфтовых труб с высаженными наружу концами — НКБ

Размеры соединений должны соответствовать указанным на рис. 17.10 и в табл. 17.17 (для nippleного конца) и на рис. 17.10 и в табл. 17.18 (для раструбного конца).

Отклонения от номинальных размеров резьбы должны соответствовать указанным в табл. 17.16.

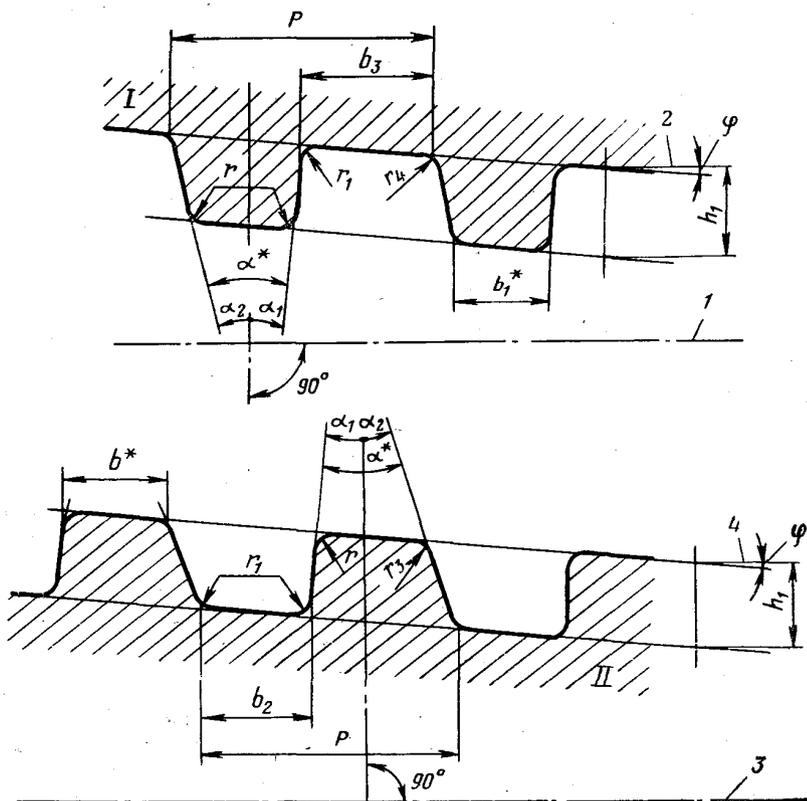


Рис. 17.8. Профиль резьбы труб НКМ-114:

1 — ось резьбы муфты; 2 — линия, параллельная оси резьбы муфты; 3 — ось резьбы трубы; 4 — линия, параллельная оси резьбы трубы; I — муфта; II — труба
* — размеры для справок

Отклонения конусности на всей длине уплотнительной конической расточки раструбного конца трубы и уплотнительного конического пояска ниппельного конца трубы соответственно $+0,06$ и $\pm 0,03$ мм.

Упорные поверхности А, Б, В и Г (рис. 17.10) должны быть перпендикулярны к оси резьбы. Отклонение 0,06 мм. Отклонения от плоскостности на ширине упорных поверхностей труб 0,06 мм.

Несоосность резьбы и уплотнительных конических поверхностей 0,04 мм.

Поверхность гладкой части резьбового конуса ниппельного конца трубы, расположенная за сбегом резьбы, должна являться продолжением поверхности, образованной вершинами профиля резьбы. Разностенность в плоскости торцов Б и В допускается не более 1 мм.

На наружной поверхности цилиндрической части высаженных наружу ниппельного и раструбного концов диаметром D_n не допу-

Таблица 17.16

Предельные отклонения резьбы труб НКМ (мм)

Исполнение	Шаг резьбы	Предельные отклонения			
		шага резьбы		конусности резьбы	
		на длине 25,4 мм	на всей длине с полным профилем	наружной	внутренней
А и Б	4,232	$\pm 0,04$	$\pm 0,08$	+0,15	-0,15
А	5,080	$\pm 0,05$	$\pm 0,10$	+0,15	-0,15
Б				+0,30	+0,20
				-0,20	-0,30

Примечания: 1. Предельные отклонения шага резьбы на длине, не превышающей 25,4 мм, допускаются для расстояния между любыми двумя нитками с полным профилем. Для расстояния между нитками более 25,4 мм допускается увеличение предельных отклонений пропорционально увеличению расстояния, но не свыше указанных в таблице для всей длины с полным профилем.

2. Предельные отклонения конусности (отклонения от разности двух диаметров) приняты на длине резьбы 100 мм и относятся к наружному и внутреннему диаметрам резьбы труб и муфт. Конусность по внутреннему диаметру резьбы гладких высокогерметичных труб должна проверяться на длине резьбы с полным профилем и со срезанными вершинами (до начала сбega резьбы).

Таблица 17.17

Размеры соединений nippleного конца безмуфтовых труб с высаженными наружу концами — НКБ (мм)

Условный диаметр трубы	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости d вн	Наружный диаметр большого основания резьбового конуса D_1	Наружный диаметр резьбы в плоскости торца d_1	Диаметр уплотни- тельного коническо- го пояса в плоско- сти торца d_2	Расстояние от торца до упорного уступа А $L+0,5$	Расстояние от торца до начала сбega резьбы l_{min}	Расстояние от торца до основной плоско- сти l_1
60	62,267	66	60,167	57,167	70	62	54
73	75,267	79	72,750	69,750	75	67	59
89	91,267	95	88,750	85,750	75	67	59
102	104,267	108	101,750	98,750	75	67	59
114	117,267	121	114,750	111,750	75	67	59

фектов, нарушающих их непрерывность и прочность, а также герметичность соединения.

Шероховатость поверхности резьбы R_z по ГОСТ 2789—73 не должна быть более 20 мкм. По согласованию изготовителя с потребителем для гладких труб и с высаженными наружу концами и муфт к ним исполнения Б допускается шероховатость поверхности резьбы R_z по ГОСТ 2789—73 не более 40 мкм.

Нитки с черновинами по вершинам резьбы не допускаются на расстоянии менее $(l-a)$ мм от торца трубы. Величина a равна:

Таблица 17.18

Размеры соединений раструбного конца безмуфтовых труб с высаженными на-
ружу концами — НКБ (мм)

Словный диаметр рубы	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца d_3	Диаметр уплотни- тельной конической расточки в расчетной плоскости $d_{упл}$	Диаметр конической выточки в плоско- сти торца d_0	Расстояние от торца до упорного усту- па I $L_1-0,5$	Расстояние от торца до расчетной плоско- сти I 2	Длина резьбового конуса $l_{\pm 0,5}$	Длина резьбы с полным профилем l_{4min}
60	62,267	63,4	57,30	65,8	70	66	60	56
73	75,267	76,4	69,80	78,8	75	72	65	61
89	91,267	92,4	85,80	94,8	75	72	65	61
102	104,267	105,4	98,80	107,8	75	72	65	61
114	117,267	118,4	111,80	120,8	75	72	65	61

Примечание. Конец сбег резьбы может находиться на фаске, расположенной между резьбой и уплотнительной конической расточкой.

a , мм	7,5	8,5	10
Шаг резьбы, мм	2,54	4,232	3,175 и 5,08

Испытанию внутренним гидравлическим давлением должна быть подвергнута каждая труба с навинченной и закрепленной на ней муфтой, а также каждая труба НКБ. Испытание труб НКБ допускается проводить до нарезания резьбы после термической обработки. Продолжительность испытания труб 10 с.

Проверке неразрушающим методом на наличие продольных дефектов должна быть подвергнута каждая труба.

По согласованию изготовителя с потребителем для труб исполнения Б групп прочности Д и К и исполнения А группы прочности Д допускается поставка труб без неразрушающего контроля.

Наружная и внутренняя поверхности труб и муфт осматриваются визуально.

Глубина залегания дефектов должна проверяться надпиловкой или другим способом в одном—трех местах.

Проверка геометрических размеров и параметров труб и муфт должна осуществляться с помощью универсальных измерительных средств или специальных приборов, обеспечивающих необходимую точность измерения, в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Внутренний диаметр трубы и общая изогнутость трубы должны проверяться по всей длине трубы цилиндрической оправкой длиной 1250 мм и наружным диаметром, указанным в табл. 17.19.

Внутренний диаметр в конце высаженной части труб НКБ должен проверяться шаблоном, диаметр которого на 2 мм меньше $d_{в}$, указанного в табл. 17.5.

Изогнутость на концевых участках трубы определяется как частное от деления стрелы прогиба в миллиметрах на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы в метрах.

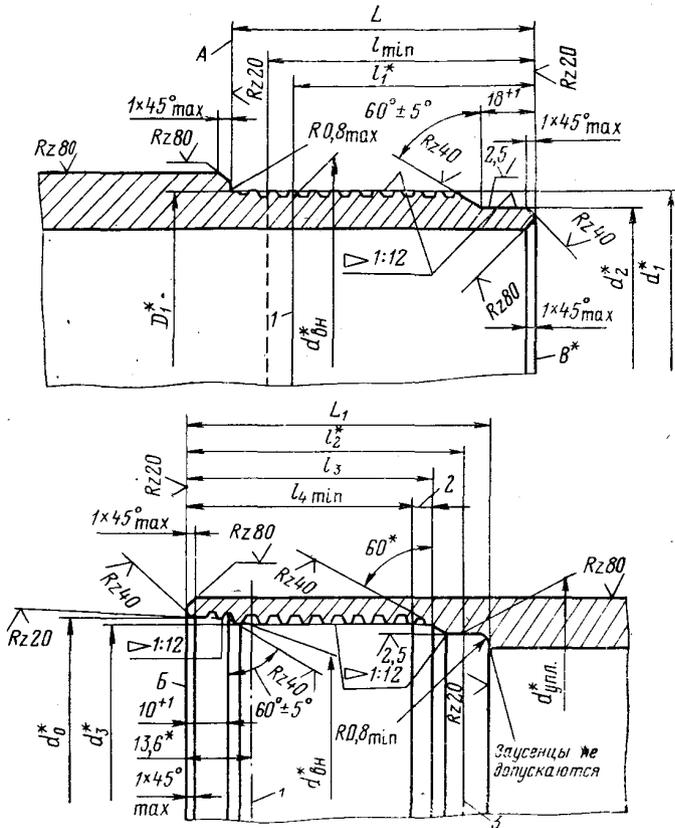


Рис. 17.10. Резьбовое соединение труб НКБ:

1 — основная плоскость; 2 — сбеги резьбы; 3 — расчетная плоскость
* — размеры для справок

При измерениях изгинутости труб с высаженными наружу концами длина высаженной части в расчет не принимается.

Маркировка, упаковка, транспортирование

Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение НКТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 10692—80 со следующими дополнениями.

На каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца, снабженного муфтой (или раструбного конца труб НКБ), должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой; условный диаметр трубы, мм; номер трубы; группа прочности; толщина стенки, мм (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; месяц и год выпуска.

Таблица 17.19

Диаметры цилиндрических оправок (мм)

Условный диаметр трубы	Толщина стенки	Наружный диаметр оправки
27	3,0	18,3
33	3,5	24,0
42		32,8
48	4,0	37,9
60	5,0	47,9
73	5,5	59,6
	7,0	56,6
89	6,5	72,7
	8,0	69,7
102	6,5	85,4
114	7,0	97,1

Примечания: 1. По согласованию изготовителя с потребителем трубы размером 60×5 мм и 75×3,5 мм должны проверяться оправками увеличенного диаметра (49,0 и 60,5 мм соответственно).

2. Предельное отклонение диаметра цилиндрической оправки +0,25 мм.

Место нанесения маркировки должно быть обведено или подчеркнуто устойчивой светлой краской.

Высота знаков маркировки должна быть 5—8 мм.

При механическом способе нанесения маркировки труб допускается расположение ее в один ряд. На каждой трубе допускается маркировать номер плавки. Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской: условный диаметр трубы, мм; группа прочности; толщина стенки, мм (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм); длина трубы, см; масса трубы, кг; тип трубы (кроме гладких труб); вид исполнения (при поставке труб исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

Высота знаков маркировки должна быть 20—50 мм.

Для труб с условными диаметрами 27—48 мм вместо маркировки краской каждой трубы наносится маркировка ударным способом или накаткой на металлическую бирку, надежно прикрепляемую к каждому пакету. При этом маркируются общая длина и масса труб, находящихся в пакете.

На каждой муфте должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой товарного знака предприятия-изготовителя группы прочности и вида исполнения муфты (для муфт исполнения А).

Все знаки маркировки должны быть нанесены вдоль образу-

щей трубы и муфты. Допускается наносить знаки маркировки перпендикулярно к образующей способом накатки.

Резьба, упорные торцы и уступы и уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений специальными металлическими предохранительными кольцами и ниппелями.

Кольца должны закрывать соединения труб и ниппельных концов труб НКБ на длине не менее L минус 3 нитки. Ниппели должны закрывать соединение муфт и раструбных концов труб НКБ на длине не менее $2/3 L$. Все кольца и ниппеля должны выступать за края торцов труб и муфт не менее чем на 10 мм. Конструкция колец и ниппелей должна обеспечивать возможность отвинчивания их. При навинчивании колец и ниппелей резьба, упорные торцы, уступы и уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты антикоррозионной смазкой.

Трубы транспортируются в пакетах. При отгрузке в одном вагоне должны быть трубы только одной партии. Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона. При увязке труб в пакеты муфты на трубах и раструбные концы труб НКБ должны быть сориентированы в одну сторону.

Партия должна состоять из труб одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности, одного типа и одного исполнения и сопровождаться единым документом, удостоверяющим соответствие их качества требованиям стандарта, содержащим: наименование предприятия-изготовителя; условный диаметр труб и толщину стенки, мм, длину труб, м; группу длин (для труб исполнения Б), массу труб, кг; тип труб; вид исполнения (для труб исполнения А); группу прочности, номер плавки, массовую долю серы и фосфора для всех входящих в партию плавок; номера труб результаты испытаний; обозначение стандарта.

ГЛАВА 18

ЭЛЕМЕНТЫ КОЛОНН

Переводники для насосно-компрессорных труб

Эти переводники предназначены для соединения между собой насосно-компрессорных труб разных диаметров и типов резьб, а также подземного оборудования, имеющего присоединительные концы с резьбой насосно-компрессорных труб и используемого при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Конструктивно они выполнены муфтониппельного типа.

В соответствии с ГОСТ 23979—80 переводники для насосно-компрессорных колонн изготавливаются следующих типов:

М — переводники с треугольной резьбой закругленного профиля для соединения гладких труб и труб с высаженными наружу концами — В, (рис. 18.1,а);

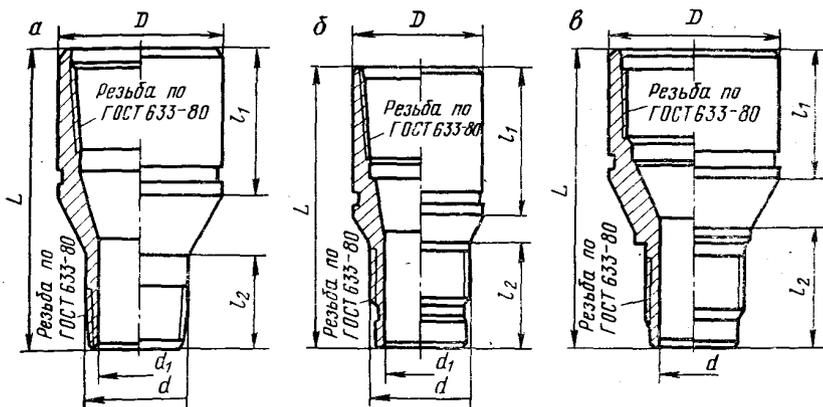


Рис. 18.1. Переводники для насосно-компрессорных труб

Г — переводники с трапецидальной резьбой для соединения гладких высокогерметичных труб — НКМ (рис. 18.1,б);

Б — переводники с трапецидальной резьбой для соединения безмуфтовых труб с высаженными наружу концами — НКБ (рис. 18.1,в).

Переводники типа М в зависимости от соотношения диаметров резьб муфтового и ниппельного концов могут иметь три исполнения:

1 — с соотношением диаметров резьб муфтового и ниппельного концов более 1; 2 — с соотношением диаметров 0,6—0,7; 3 — с соотношением диаметров 0,8—1,0.

Основные размеры и массы переводников типа М приведены на рис. 18.1,а и в табл. 18.1, типа Г — на рис. 18.1,б и в табл. 18.2, а типа Б — на рис. 18.1,в и в табл. 18.3.

Условное обозначение переводников содержит букву П, обозначающую переводник, букву Г или Б, обозначающую тип переводника (для переводника типа М эта буква не ставится), условные диаметры соединяемых переводником насосно-компрессорных труб (вначале муфтовым концом, а затем ниппельным), группу прочности стали и номер стандарта.

Пример условного обозначения переводника типа М с условным диаметром 73 мм на муфтовом конце и 48 мм на ниппельном конце из стали группы прочности Е:

переводник П73×48-Е ГОСТ 23979—80.

То же, с высаженными наружу концами группы прочности Л: переводник ПВ-73×48-Л ГОСТ 23979—80.

То же, типа Г:

переводник ПГ73×48-Л ГОСТ 23979—80.

То же, типа Б:

переводник ПБ73×48-Л ГОСТ 23979—80.

Переводники для насосно-компрессорных колонн изготавливаются из сталей, обеспечивающих механические показатели их в со-

Таблица 18.1
Размеры переводников типа М (мм)

Обозначение переводника	D	d	d_1	L	l_1	l_2	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
Переводники исполнения 1							
П114×102	133,8	102,8	88,6	230	115	80	6,2
П114×89		89,9	76,0			75	5,9
П114×73		74,0	59,0			70	5,7
П102×89	122,2	89,9	76,0	220	105	75	5,4
П102×73		74,0	59,0			70	5,2
П89×73	108,0	74,0	59,0	200	100	70	4,0
П89×60		61,3	50,3			60	3,7
П73×60	90,0	61,3	50,3	190	95	60	2,9
П73×48		49,1	40,3			50	2,8
П60×48	74,0	49,1	40,3	170	90	50	2,1
П60×42		43,0	35,2			45	1,6
П48×42	57,0	43,0	35,2	165	95	45	1,2
П48×33		34,4	26,4			45	1,2
ПВ48×В42	64,5	46,8	35,2	170	95	50	2,0
ПВ48×В33		38,1	26,4			45	1,9
ПВ42×В33	57,0	38,1	26,4	165	95	45	1,3
ПВ42×В27		34,2	20,7			45	1,4
ПВ33×В27	49,3	34,2	20,7	160	90	45	1,2
ПВ114×114	142,7	115,2	100,3	230	115	80	7,4
ПВ114×102		102,8	88,6			80	7,3
ПВ114×89		89,9	76,0			75	7,2
ПВ114×73		74,0	59,0			70	7,1
ПВ114×102	133,8	109,0	88,6	230	115	80	7,6
ПВ102×102	128,3	102,8	88,6	215	105	80	5,6
ПВ102×89		89,9	76,0			75	5,8
ПВ102×73		74,0	59,0			70	5,9
П42×33	53,0	34,4	26,4	165	95	45	1,2
ПВ114×В102	142,7	109,0	86,8	240	115	80	8,2
ПВ114×В89		96,3	73,0			75	8,1
ПВ114×В73		79,6	59,0			70	8,0

Продолжение табл. 18.1

Обозначение переводника	D	d	d_1	L	l_1	l_2	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
ПВ102×В89	128,3	96,3	73,0	220	105	75	6,8
ПВ102×В73		79,6	59,0			70	6,3
ПВ89×В73	115,4	79,6	59,0	210	100	70	5,2
ПВ89×В60		66,9	50,3			65	4,7
ПВ73×В60	94,0	66,9	50,3	190	95	65	3,2
ПВ73×В48		54,2	40,3			50	2,9
ПВ60×В48	79,0	54,2	40,3	180	95	50	2,6
ПВ60×В42		46,8	35,2			50	2,5
П73×В60	90,0	66,9	50,3	200	95	65	3,2
ПВ60×60	79,0	61,3	50,3	180	95	60	2,8
ПВ60×48		49,1	40,3			50	2,5
П73×В48	90,0	54,2	40,3	190	95	50	3,1
П60×В48	74,0	54,2	40,3	180	95	50	2,7
ПВ48×48	64,5	49,1	40,3	170	95	50	1,9
ПВ48×42		43,0	35,2			45	1,5
ПВ48×33		34,4	26,4			45	1,6
П60×В42	74,0	46,8	35,2	180	95	50	2,7
П48×В42	57,0	46,8	35,2	170	95	50	2,1
ПВ42×42	57,0	43,0	35,2	165	95	45	1,2
ПВ42×33		34,4	26,4			40	1,3
П60×В33	74,0	38,1	26,4	180	95	50	2,2
П114×В89	133,8	96,3	73,0	225	115	75	5,3
П102×В89	123,2	96,3	88,6	220	115	75	5,2
ПВ89×89	115,4	89,9	76,0	210	100	75	5,0
ПВ89×73	115,4	74,0	59,0	210	100	70	4,8
ПВ89×60		61,3	50,3			60	4,6
П114×В73	133,8	79,6	59,0	230	115	70	5,8
П102×В73	123,2	79,6	59,0	215	105	70	5,2
П89×В73	108,0	79,6	59,0	200	100	70	4,3
ПВ73×73	94,0	74,0	59,0	190	95	70	3,1
ПВ73×60		61,3	50,3			60	2,8
ПВ73×48		49,1	40,3			50	2,6

Обозначение переводника	D	d	d_1	L	l_1	l_2	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
П102×В60	122,2	66,9	50,3	215	105	65	3,2
П89×В60	108,0	66,9	50,3	210	100	65	4,1
П48×В33	57,0	38,1	26,4	170	95	50	1,9
П42×В33	53,0	38,1	26,4	165	95	50	1,3
ПВ33×33	49,3	34,4	26,4	160	90	40	1,1
П48×В27	57,0	34,2	20,7	160	95	40	1,3
П42×В27	53,0	34,2	20,7	160	95	40	1,3
П33×В27	43,0	34,2	20,7	160	90	40	1,0
Переводники исполнения 2							
П60×89	74,0	89,0	54,0	210	48	155	3,1
П73×114	90,0	115,4	66,0	235	62	160	6,2
П89×114	108,0	115,4	81,5	245	76	165	6,4
Переводники исполнения 3							
П60×73	74,0	74,0	54,0	165	95	70	1,9
П73×89	90,0	89,9	66,0	175	100	75	2,6
П89×В89	108,0	96,3	81,5	180	102	75	3,4

Таблица 18.2

Размеры переводников типа Г (мм)

Обозначение переводника	D	d	d_1	L	l_1	l_2	Масса, кг
ПГ114×Г102	132,5	101,6	88,6	250	120	90	6,6
ПГ114×Г89		83,9	75,9			90	6,7
ПГ114×Г73		73,0	59,0			80	7,0
ПГ102×Г89	121,0	88,9	75,9	225	95	90	5,2
ПГ102×Г73		73,0	59,0			80	5,5
ПГ89×Г73	107,0	73,0	59,0	205	95	80	4,1
ПГ89×Г60		60,3	50,3			80	3,9
ПГ73×Г60	89,0	60,3	50,3	205	85	80	2,8

Таблица 18.3

Размеры переводников типа Б (мм)

Обозначение переводника	D	d	L	l_1	l_2	Масса, кг
ПБ114×Б102	130	88,6	225	100	85	5,9
ПБ114×Б89		72,9				6,2
ПБ114×Б73		59,0				5,7
ПБ102×Б89	116	72,9	210	95	85	4,8
ПБ102×Б73		59,0				4,4
ПБ89×Б73	104	59,0	210	95	85	4,1
ПБ89×Б60		50,3				3,5
ПБ73×Б60	86	50,3	195	95	80	2,5

ответствии с группами прочности материала труб по ГОСТ 633—80. Резьбы переводников соответствуют резьбам насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Оси резьб обоих концов переводника должны быть соосны; отклонение от соосности не должно превышать 0,75 мм в плоскости торца.

Все остальные технические требования к качеству материала и резьбе переводников соответствуют ГОСТ 633—80.

На наружной цилиндрической поверхности переводников на пояске для маркировки наносятся товарный знак предприятия-изготовителя, обозначение типоразмера переводника без буквы П, обозначение стандарта, дата выпуска и клеймо ОТК предприятия-изготовителя. При отправке иногородним потребителям переводники упаковывают в ящик.

Поставляемая партия переводников сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие требованиям ГОСТ 23979—80. В этом документе указываются наименование предприятия-изготовителя или его товарный знак, обозначение типоразмера переводника, количество переводников в партии, группа прочности стали, результаты проверок и испытаний, дата выпуска и обозначение стандарта.

При составлении комбинированных колонн из труб с разницей в диаметрах, превышающей предусмотренную стандартом, следует составлять колонны с помощью двух и более переводников с установкой между ними по одной трубе, а в случаях предельных нагрузок на комбинированную колонну насосно-компрессорных труб рекомендуется применять переводники из стали более повышенной группы прочности.

Протекторные муфты

Для борьбы с интенсивным износом внутренней поверхности насосно-компрессорных труб штанговыми муфтами при глубиннонасосном способе эксплуатации эффективно применение протектор-

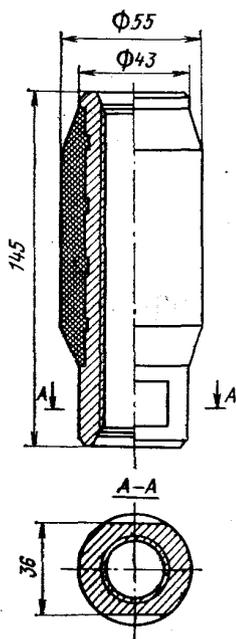


Рис. 18.2. Протекторная муфта

ных муфт насосных штанг, футерованных полимерными материалами, обладающих небольшим коэффициентом трения и повышенной износостойчивостью. Разработана и внедряется конструкция протекторной муфты, футерованной полимерной композицией из капрона с добавкой 10% графита. Протекторная муфта, конструкция которой приведена на рис. 18.2, изготавливается в соответствии с требованиями ТУ 26-02-505—73 «Протекторные муфты насосных штанг», разработанных Азинмашем. Применяется также «Протектор-завихритель» (ТУ 26-02-449—72), который конструктивно отличается от протекторной муфты наличием на наружной цилиндрической поверхности спиральных канавок, поэтому кроме предохранения насосно-компрессорных труб от истирания при установке их в нижней части колонны штанг протекторы способствуют уменьшению концентрации песка над глубинным насосом.

Применяется также скребок-завихритель, предназначенный для работы в скважинах, где наблюдается заклинивание плунжера или запарафинирование труб.

Он представляет собой цилиндрическую стальную болванку со спиральными канавками на наружной поверхности и устанавливается на колонне штанг или над плунжером для завихрения восходящей струи жидкости в целях воспрепятствовать оседанию из нее песка над нагнетательным клапаном насоса или же на участке, где отлагается на трубах парафин, для соскабливания его при работе и при подъеме штанг.

ГЛАВА 19

КОНТРОЛЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И МУФТ К НИМ

Калибры

Резьбовые и гладкие калибры для контроля насосно-компрессорных труб и муфт к ним по ГОСТ 633—80 с резьбой треугольного профиля должны соответствовать ГОСТ 10654—81.

Калибры изготавливаются следующих типов: Р — резьбовые рабочие (пробки и кольца); К-Р — резьбовые контрольные (пробки и кольца); Г — гладкие рабочие (пробки и кольца); К-Г — гладкие контрольные (пробки); Г-Н — гладкие неполные (пробки).

Профиль резьбы, основные размеры и предельные отклонения рабочих и контрольных калибров указаны на рис. 19.1 и в табл. 19.1, 19.2.

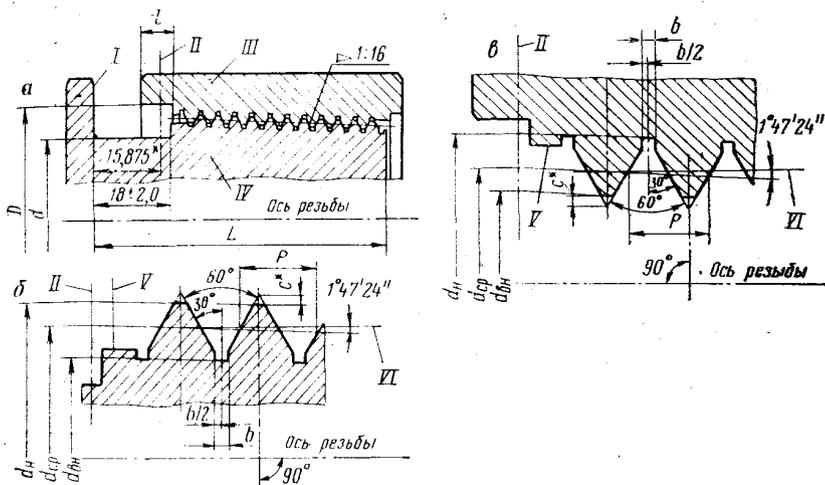


Рис. 19.1. Резьбовые калибры для контроля резьбы насосно-компрессорных труб треугольного профиля:

a — резьбовой калибр-кольцо, калибр-пробка; $б$ — профиль резьбы калибров-пробок Р и К-Р; $в$ — профиль резьбы калибров-колец Р и К-Р; I — измерительная плоскость; II — основная плоскость; III — калибр-кольцо; IV — калибр-пробка; V — основание срезанного витка резьбы; VI — линия, параллельная оси резьбы
* — размеры для справок

Взаимосвязь между контрольными, рабочими калибрами и резьбой изделия, а также предельные отклонения натяга показаны на рис. 19.2.

Рабочие калибры (пробки и кольца) считаются годными, если после проверки всех элементов резьбы их натяги по контрольным калибрам соответствуют указанным на рис. 19.2,б и 19.2,в.

Износ калибров в процессе эксплуатации, выраженный в натягах S , S_1 и N , должны быть в пределах $\pm_{0,50}^{+0,25}$ мм.

Допуск на прямолинейность боковых сторон профиля 0,03 мм, а допуск прямолинейности образующей конуса калибров по линии среднего диаметра резьбы должен быть не более половины поля допуска конустности.

Допуск перпендикулярности измерительной плоскости калибра-пробки к оси резьбы должен быть 0,020 мм для калибр-пробки Р и 0,015 мм — для калибр-пробки К-Р.

Допуск параллельности измерительной плоскости припасованного калибр-кольца относительно измерительной плоскости контрольной калибр-пробки должен быть: 0,025 мм для калибр-кольца Р и 0,018 мм для калибр-кольца К-Р.

Контроль следует производить на расстоянии 3—5 мм от внешнего края торца.

Комплект рабочих резьбовых калибров должен состоять из калибр-пробки и калибр-кольца. Комплект контрольных резьбовых калибров состоит из контрольной калибр-пробки и припасованного к нему контрольного калибр-кольца. По заказу потребителя допу-

Таблица 19.1

Размеры резьбовых калибров (мм)

Условное обозначение трубы	Шаг P	Диаметры в основной плоскости						D	d	L	l±1,0	l ₁ ±1,0	b/2, не более	A	c
		калибр-пробки Р и К-Р			калибр-кольца Р и К-Р										
		наружный +0,075 -0,125	средний	внутренний, не более	наружный, не менее	средний	внутренний +0,125 -0,075								
33; B27	2,540	32,969	32,065	30,577	33,553	32,065	31,161	35	29	29	10	13	0,3	5	0,648
42		41,730	40,826	39,338	42,314	40,826	39,922	44	38	32					
48		47,828	46,924	45,436	48,412	46,924	46,020	50	44	35					
60		59,893	58,989	57,501	60,477	58,989	58,085	62	56	42					
73		72,593	71,689	70,201	73,177	71,689	70,785	75	69	53					
89		88,468	87,564	86,076	89,052	87,564	86,660	91	85	60					
102	3,175	101,092	99,866	97,980	101,752	99,866	98,640	104	97	62	9	16	0,38	6,5	0,762
114		113,792	112,566	110,680	114,452	112,566	111,340	116	109	65					
B33	2,540	36,874	35,970	34,482	37,458	35,970	35,066	39	33	32	10	13	0,3	5	0,648
B42		45,605	44,701	43,213	46,189	44,701	43,797	48	42	35					
B48		52,749	51,845	50,357	53,333	51,845	50,941	55	49	37					
B60	3,175	65,374	64,148	62,262	66,034	64,148	62,922	68	61	50	9	16	0,38	6,5	0,762
B73		78,074	76,848	74,962	78,734	76,848	75,622	80	74	54					
B89		94,742	93,516	91,630	95,402	93,516	92,290	97	90	60					
B102		107,442	106,216	104,330	108,102	106,216	104,990	110	103	64					
B114		120,142	118,916	117,030	120,802	118,916	117,690	123	116	67					

Рис. 19.2. Взаимосвязь между контрольными, рабочими калибрами и резьбой изделия:

I — измерительная плоскость калибров-пробок (рабочего и контрольного), соответствующая концу сбега резьбы трубы; *II* — измерительная плоскость контрольной калибр-пробки, соответствующая торцу трубы; *III* — измерительная плоскость контрольного калибр-кольца; *IV* — измерительная плоскость рабочего калибр-кольца; *1* — контрольный калибр-кольцо; *2* — контрольный калибр-пробка; *3* — рабочий калибр-кольцо; *4* — рабочий калибр-пробка; *5* — муфта; *6* — труба

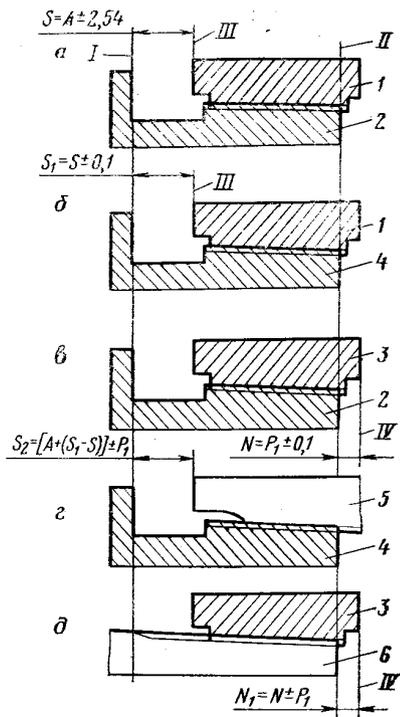


Таблица 19.2
Предельные отклонения резьбы (мм)

Размеры калибра	Предельные отклонения			
	Рабочий калибр		Контрольный калибр	
	Пробка	Кольцо	Пробка	Кольцо
Средний диаметр	$\pm 0,025$	—	$\pm 0,012$	—
Шаг <i>P</i>	$\pm 0,013$	$\pm 0,020$	$\pm 0,009$	$\pm 0,014$
Угол наклона боковой стороны профиля (30°)	$\pm 12'$	$\pm 18'$	$\pm 9'$	$\pm 13'$
Разность средних диаметров на длине резьбы калибра без крайних полных витков (конусность)	$+0,025$	$-0,005$ $-0,030$	$+0,025$	$-0,005$ $-0,030$
<i>L</i>	$+4$	—	$\pm 0,1$	—

Примечания: 1. Предельные отклонения шага резьбы относятся к расстоянию между любыми витками резьбы. Действительное отклонение может быть со знаком минус или плюс.

2. Шаг измеряется параллельно оси резьбы.

скается изготовление отдельно рабочих калибр-пробок и рабочих калибр-колец.

При одновременном заказе не менее 10 рабочих калибров (пробок и колец) и комплекта контрольных калибров рабочие калибры припасовываются к данным контрольным калибрам.

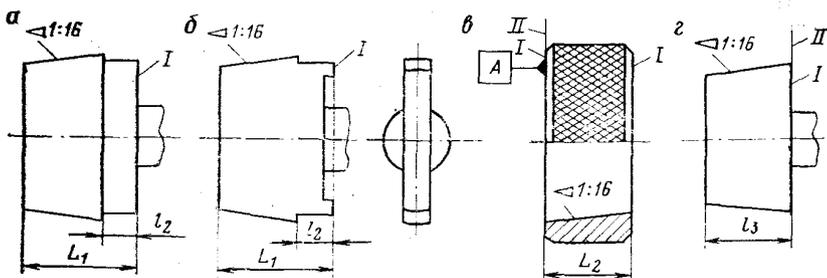


Рис. 19.3. Гладкие калибры:

а — калибр-пробка Г; б — калибр-пробка Г-Н; в — калибр-кольцо Г; з — калибр-пробка К-Г

Условное обозначение калибра должно состоять из наименования калибра («пробка», «кольцо», «контрольный — пробка», «контрольный — кольцо»), типа калибра, условного обозначения трубы и стандарта.

Пример условного обозначения резьбовой рабочей калибр-пробки для гладких насосно-компрессорных труб условного диаметра 102 мм:

пробка Рн/к 102 ГОСТ 10654—81.

Пример условного обозначения гладкой рабочей калибр-пробки для НКТ диаметра 102 мм:

пробка Г н/к 102 ГОСТ 10654—81.

Основные размеры и предельные отклонения рабочих и контрольных гладких калибров должны соответствовать указанным на рис. 19.3 и в табл. 19.3.

Калибр-кольцо должен быть припасован по краске к контрольному калибр-пробке. Прилегание конусных поверхностей должно быть не менее 80%. Толщина слоя краски должна составлять не более 0,006 мм.

При контроле припасованного калибр-кольца его плоскость А должна совпадать с измерительной плоскостью контрольного калибр-пробки. Предельные отклонения смещения измерительной плоскости нового калибр-кольца $\pm 0,1$ мм, предельно изношенного $+0,5$ мм.

Комплект гладких калибров должен состоять из рабочей калибр-пробки, контрольной калибр-пробки и припасованного к нему рабочего калибр-кольца.

По заказу потребителя допускается изготовление отдельно рабочих калибр-пробок и калибр-колец. К одной контрольной калибр-пробке припасовывается не более 10 калибров-колец.

Применение калибров

1. Для определения действительного натяга S_1 и N должны применяться контрольные резьбовые калибры. До начала эксплуатации калибров следует определить действительный натяг S контрольной пары новых или отремонтированных калибров (см.

Таблица 19.3

Размеры гладких калибров (мм)

Условное обозначение трубы	Диаметр калибров					L_1 (предельное отклонение h_{15})	L_2 (предельное отклонение j_s^{12})	l_2 (предельное отклонение j_s^{17})	l_3	Предельные отклонения конусности калибр-пробки на его длине	
	Калибр-пробка				Калибр-кольцо					рабочего	контрольного
	рабочий		контрольный								
	Наружный	Предельное отклонение	Наружный	Предельное отклонение	Внутренний						
33; B27	31,210	$\pm 0,01$	33,401	$\pm 0,01$	33,401	37	16,3	10	16,3	$\pm 0,008$	$\pm 0,005$
	42		42,162		42,162	40	19,3		19,3		
	48		48,260		48,260	43	22,3		22,3		
	60		60,325		60,325	50	29,3		29,3		
	73		70,834		73,025	73,025	61		40,3		
89	86,709	88,900	88,900	68	47,3	47,3	$\pm 0,010$	$\pm 0,008$			
102	98,519	$\pm 0,015$	101,600	$\pm 0,015$	101,600	70	49,3	12	49,3	$\pm 0,010$	$\pm 0,008$
114	111,219		114,300		114,300	73	52,3		52,3		
B33	35,115	$\pm 0,008$	37,306	$\pm 0,008$	37,306	40	19,3	10	19,3	$\pm 0,008$	$\pm 0,005$
B42	43,846		46,037		46,037	43	22,3		22,3		
B48	50,990	$\pm 0,01$	53,181	$\pm 0,01$	53,181	45	24,3		24,3		
B60	62,801		65,882		65,882	58	37,3		37,3		
B73	75,501		78,582		78,582	62	41,3		41,3		
B89	92,169	$\pm 0,015$	95,259	$\pm 0,015$	95,250	68	47,3	12	47,3	$\pm 0,010$	$\pm 0,008$
B102	104,869		107,950		107,950	72	53,3		51,3		
B114	117,569		120,650		120,650	75	54,3		54,3		

рис. 19.2,а). Значение этого натяга маркируется на контрольном калибр-кольце.

2. Контрольный резьбовой калибр-кольцо предназначен для определения действительного натяга S_1 , рабочей резьбовой калибр-пробки (см. рис. 19.2,б). Значение этого натяга маркируется на рабочей калибр-пробке.

3. Контрольный резьбовой калибр-пробка предназначена для определения действительного натяга N рабочего резьбового калибр-кольца (см. рис. 19.2,в). Значение этого натяга маркируется на рабочем калибр-кольце.

Таблица 19.4

Тип и назначение калибров

Тип калибра	Назначение калибра	
	Грубы НКМ и nippleные концы труб НКБ	Муфты НКМ и раструбные концы труб НКБ
Пробка Р	—	Контроль профиля и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости
Пробка Г	—	Контроль конусности (разности внутренних диаметров) и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости
Пробка Г-У	—	Контроль конусности (разности диаметров) и диаметра в расчетной плоскости уплотнительной конической расточки
Пробка Г-В	—	Контроль диаметра в плоскости торца раструбного конца труб НКБ
Кольцо Р-П	Контроль профиля и внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости	—
Кольцо Р-Н	Контроль внутреннего диаметра резьбы в основной плоскости	—
Пробка К-Г-Р	Контроль внутреннего диаметра резьбы в измерительной плоскости калибр-колец Р-П и Р-Н	—
Кольцо Г	Контроль конусности (разности наружных диаметров) и наружного диаметра резьбы в основной плоскости	—
Пробка К-Г-Г	Контроль диаметра в измерительной плоскости калибр-кольца Г	—
Кольцо Г-У	Контроль конусности (разности диаметров) и диаметра в плоскости торца уплотнительного конического пояса	—
Пробка К-Г-Г-У	Контроль диаметра в измерительной плоскости калибр-кольца Г-У	—

4. Рабочий резьбовой калибр-пробка предназначен для контроля натяга A , установленного в ГОСТ 633—80. При этом рекомендуется учитывать разность натягов $S_1—S$ (см. рис. 19.2,е).

5. Рабочий резьбовой калибр-кольцо предназначен для контроля натяга P_1 , установленного в ГОСТ 633—80. При этом рекомендуется учитывать действительное значение натяга N (см. рис. 19.2,д).

6. Рабочий гладкий калибр-пробка предназначен для контроля конусности внутреннего диаметра резьбы муфты; рабочий гладкий калибр-кольцо — для контроля конусности наружного диаметра резьбы трубы.

7. Контрольный гладкий калибр-пробка предназначен для припасовки к нему конуса рабочего гладкого калибр-кольца по краске и контроля его диаметра в основной плоскости.

8. Неполный гладкий калибр-пробка предназначен для контроля овальности резьбы муфты в соответствии с п. 4.9 ГОСТ 633—80.

Резьбовые и гладкие калибры для контроля трапецидальной резьбы и уплотнительных поверхностей соединений насосно-компрессорных труб и муфт к ним НКМ и труб НКБ по ГОСТ 633—80 должны соответствовать ГОСТ 25576—83 (табл. 19.4).

Комплект калибров должен состоять из контрольных и рабочих резьбовых и гладких калибров.

По заказу потребителя допускается поставка отдельно рабочих резьбовых и гладких калибр-пробок или калибр-колец.

Калибр-кольца (не более 10) должны поставляться с одной гладкой контрольной калибр-пробкой, к которой они должны быть припасованы.

Основные размеры рабочих и контрольных калибров, профиль резьбы и их предельные отклонения указаны на рис. 19.4—19.9 и в табл. 19.5.

Предельные отклонения наружного диаметра резьбы калибр-пробки P в любом сечении не должны превышать предельных отклонений наружного диаметра резьбы в основной плоскости d (см. табл. 19.5).

Предельные отклонения разности внутренних диаметров резьбы (мм):

Калибр-пробки P	+0,020 на длине $l_6—l_7$
Калибр-кольца P -П и P -Н	—0,010 на длине L
	—0,035

Предельные отклонения разности диаметров, мм:

Калибр-пробок K -Г-Р и K -Г-Г	+0,010 на l_2 и l_3
Калибр-пробок G	+0,015 на $l—l_8$
Калибр-кольца G	—0,010 на l_3
	—0,025

Калибр-пробок GU , G -В и K -Г-Г-У и калибр-колец G -У	$\pm 0,005$ на длине калибра
--------------------------------------------------------------------------	------------------------------

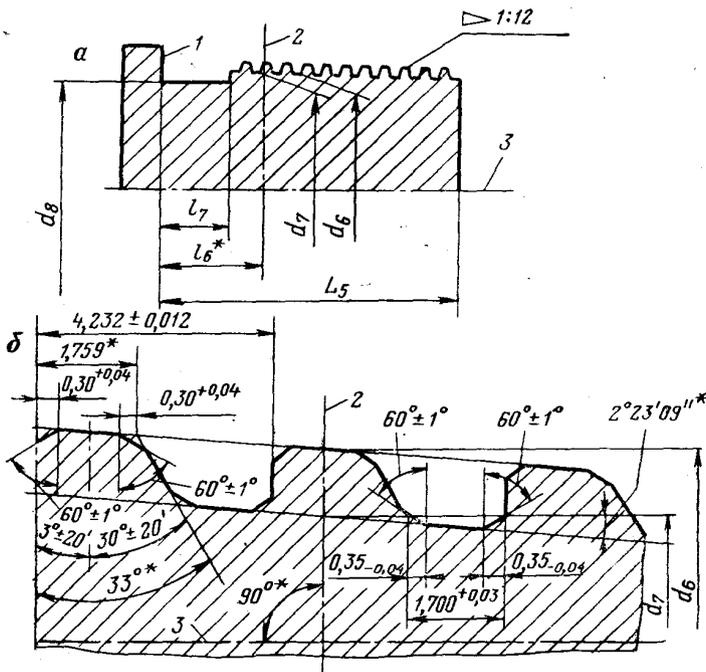


Рис. 19.4. Калибр-пробка Р для контроля профиля и внутреннего диаметра резьбы:

a — пробка резьбовая; *b* — профиль резьбы; 1 — измерительная плоскость; 2 — основная плоскость; 3 — ось резьбы
* — размеры для справок

При контроле разности диаметров указанных выше резьбовых и гладких калибров на другой длине предельные отклонения должны быть пропорционально изменены.

Предельные отклонения шага резьбы относятся к расстоянию между двумя любыми витками резьбы калибров.

Шаг резьбы и ширина площадки измеряются параллельно оси резьбы калибра.

При припасовке калибр-колец Р-П, Р-Н к калибр-пробкам К-Г-Р и калибр-колец Г к калибр-пробкам К-Г-Г расстояние между измерительными плоскостями калибров должно быть равно l_4 и l_5 . Отклонение $\pm 0,10$ мм.

Несовпадение измерительных плоскостей при припасовке калибр-колец Г-У к калибр-пробкам К-Г-Г-У должно быть не более $\pm 0,10$ мм.

Допуск параллельности измерительных плоскостей при припасовке рабочих калибр-колец к контрольным калибр-пробкам должен быть 0,05 мм.

Допуск перпендикулярности измерительных плоскостей резьбовых и гладких калибр-пробок к оси резьбы 0,025 мм.

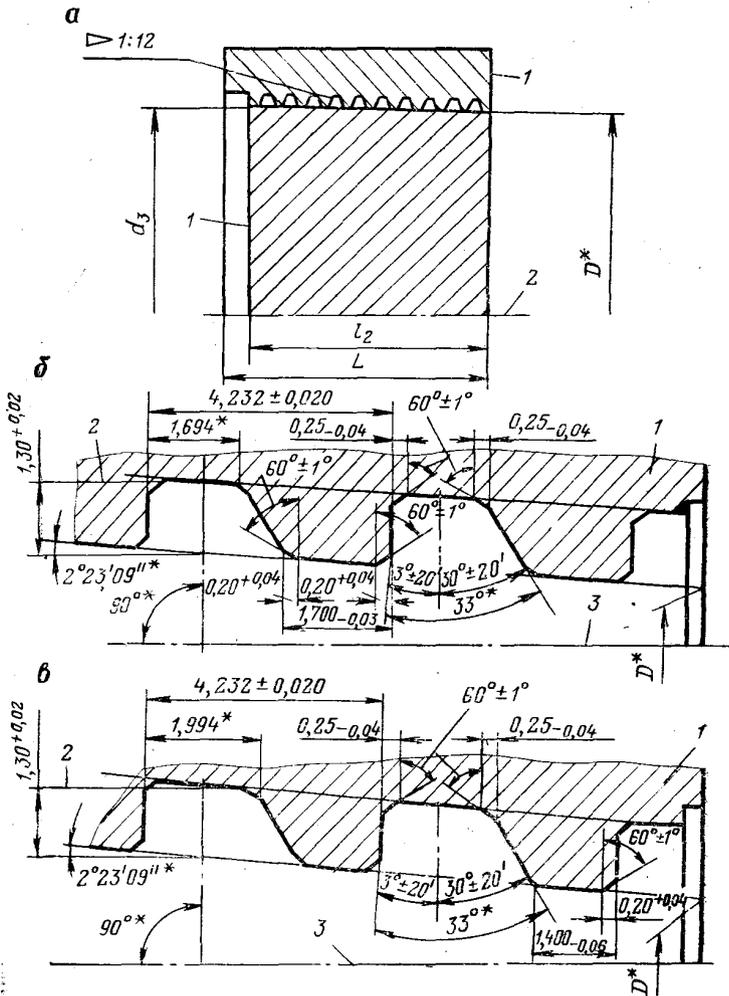


Рис. 19.5. Резьбовой калибр-кольцо с полным (Р-П) и неполным профилем (Р-Н):

a — припасовка калибра по гладкому контрольному калибр-пробке (К-Г-Р); *b* — профиль резьбы калибр-кольца Р-П, *в* — профиль резьбы калибр-кольца Р-Н; 1 — измерительная плоскость; 2 — линия, параллельная оси резьбы; 3 — ось резьбы

* — размеры для справок

Допуск прямолинейности боковых сторон профиля резьбы $0,003$ мм.

Параметр шероховатости поверхности R_a по ГОСТ 2789—73 не должен быть более $0,32$ мкм.

Технические условия на калибры должны соответствовать ГОСТ 24672—81.

Обозначение калибра должно включать: тип калибра; обозначение резьбы, состоящее из типа и условного диаметра трубы, стандарт.

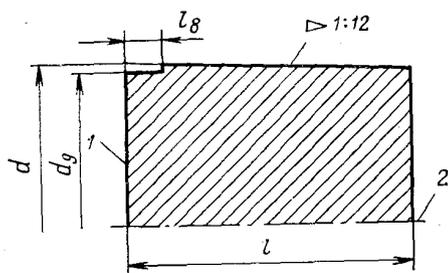


Рис. 19.6. Гладкий рабочий калибр-пробка Г:
1 — измерительная плоскость; 2 — ось калибра

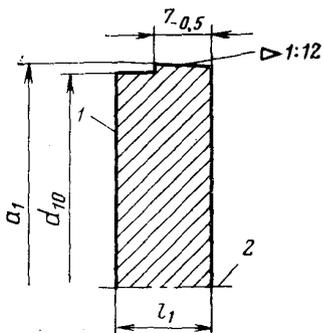


Рис. 19.7. Гладкий калибр-пробка Г-У для контроля диаметра конической расточки:
1, 2 — то же, что на рис. 19.6

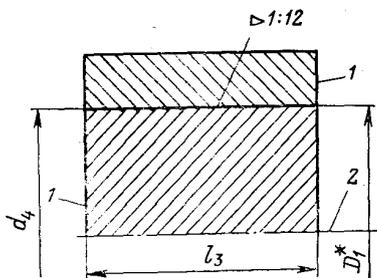


Рис. 19.8. Гладкий рабочий калибр-кольцо Г и его приспособка по пробке К-Г-Г:
1, 2 — то же, что на рис. 19.6
* — размер для справок

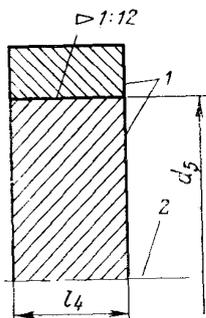


Рис. 19.9. Гладкий калибр-кольцо Г-У для контроля уплотнительного конического пояска и его приспособка по контрольной пробке К-Г-Г-У:
1, 2 — то же, что на рис. 19.6

Примеры обозначений калибров:

- гладкий рабочий калибр-пробка для контроля резьбы муфт к трубам НКМ с условным диаметром 102 мм:
- пробка Г НКМ 102 ГОСТ 25576—83;
- резьбовой рабочий калибр-кольцо с неполным профилем для контроля резьбы труб НКБ с условным диаметром 89 мм:
- кольцо Р-Н НКБ 89 ГОСТ 25576—83.

Проверка резьбовых соединений насосно-компрессорных труб и муфт к ним по ГОСТ 633—80

Проверка резьбы труб и муфт к ним с резьбой треугольного профиля: гладких и высаженных наружу В.

Натяг оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты по резьбовой калибр-пробке должен быть равен натягу А (рис. 19.10)

Таблица 19.5

Размеры калибров (мм)

Условный диаметр трубы	Тип трубы	Диаметр в измерительной плоскости калибров								Диаметр резьбы в основной плоскости калибр-пробок типа Р	
		внутренней резь- бы кольца типов Р-П и Р-Н D	кольца типа Г D ₁	пробки	пробки	пробки	пробки	пробки	пробки типа	наружный d ₆ ^{-0,05}	внутренний d ₇ ^{+0,01}
				типа Г d	типа Г-У d ₁	типа Г-В d ₂	типа К-Г-Р d ₃	типа К-Г-Г d ₄	К-Г-Г-У, коль- ца типа Г-У d ₅		
Предельное отклонение ±0,01											
60	НКМ	55,842	58,242	59,225	54,975	—	58,592	60,325	54,175	60,325	57,925
	НКБ	59,267	61,667	63,400	58,300	65,9	62,601	65,334	57,167	64,667	62,267
73	НКМ	68,542	70,942	71,875	68,125	—	71,292	73,025	66,875	73,025	70,625
	НКБ	71,850	74,250	76,400	70,883	78,9	75,600	78,333	69,750	77,667	75,267
89	НКМ	83,584	85,984	87,700	83,117	—	87,167	88,900	81,917	88,900	86,500
	НКБ	87,850	90,250	92,400	86,883	94,9	91,600	94,333	85,750	93,667	91,267
102	НКМ	96,284	98,684	100,350	95,767	—	99,867	101,600	94,617	101,600	99,200
	НКБ	100,850	103,250	105,400	99,883	107,9	104,600	107,333	98,750	106,667	104,267
114	НКБ	113,850	116,250	118,400	112,883	120,9	117,600	120,333	11,750	119,667	117,267

Условный диаметр трубы	Тип трубы	Диаметр проточки калибр-пробок типов			Длина калибров						Расстояние от измерительной плоскости калибр-пробки типа Р		Длина проточки калибр-пробок типов	
		Р d_8	Г d_9	Г-У d_{10}	кольца типов Р-П и Р-Н L	пробки типа Г l	пробки типа В-У l_1	пробки типа К-Г-Р l_2	пробки типа К-Г-Г, кольца типа Г l_3	кольца типа Г-У, пробки типа К-Г-Г-У l_4	до малого торца l_5	до основной плоскости l_6	Р l_7	Г l_8
60	НКМ	56	57	53	37	48	15,0	33	25	10	53	20,6	13	8
	НКБ	60	61	56	44	56	13,5	40	44	16	61	18,6	17	12
73	НКМ	69	70	66	37	48	15,0	33	25	10	53	20,0	13	8
	НКБ	73	74	69	49	61	13,5	45	49	16	66	18,6	17	12
89	НКМ	85	86	81	47	58	15,0	43	35	10	63	19,4	13	8
	НКБ	89	90	85	49	61	13,5	45	49	16	66	18,6	17	12
102	НКМ	97	98	94	47	58	15,0	43	35	10	63	18,8	13	8
	НКБ	102	103	98	49	61	13,5	45	49	16	66	18,6	17	12
114	НКБ	115	116	111	49	61	13,5	45	49	16	66	18,6	17	12

Примечания: 1. Предельные отклонения размера d_5 относятся только к калибр-пробкам типа К-Г-Г-У.

2. Калибры для труб типа НКМ с условным диаметром 114 мм должны изготавливаться по ГОСТ 25675-83.

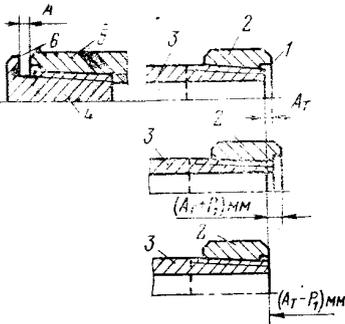


Рис. 19.10. Контроль калибрами треугольной резьбы насосно-компрессорных труб гладких и высаженных по ГОСТ 633—80:

1 — измерительная плоскость резьбового калибр-кольца; 2 — резьбовое калибр-кольцо; 3 — труба; 4 — резьбовой калибр-пробка; 5 — муфта; 6 — измерительная плоскость резьбовой калибр-пробки

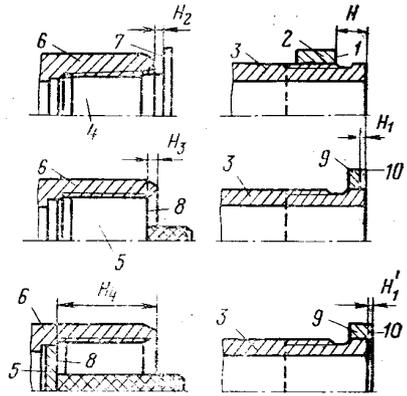


Рис. 19.11. Контроль калибрами резьбовых соединений насосно-компрессорных труб НКМ:

1 — измерительная плоскость резьбового и гладкого калибр-колец; 2 — резьбовой и гладкий калибр-кольца; 3 — труба; 4 — резьбовой калибр-пробка; 5 — гладкий калибр-пробка; 6 — муфта; 7 — измерительная плоскость резьбовой калибр-пробки; 8 — измерительная плоскость гладкого калибр-пробки; 9 — гладкий калибр-кольцо; 10 — измерительная плоскость гладкого калибр-кольца

и табл. 17.10, 17.11), принятому для свинчивания муфт с трубами вручную. Предельные отклонения $\pm P_1$.

Примечание. Величина P_1 соответствует шагу резьбы и принята равной 2,5 мм (для труб и муфт с шагом резьбы 2,540 мм) и 3,2 мм (для труб и муфт с шагом резьбы 3,175 мм).

Натяг резьбы трубы A_T по резьбовому калибр-кольцу должен быть равен величине P_1 . Предельные отклонения $\pm P_1$.

Проверка насосно-компрессорных труб НКМ.

При определении натяга резьбы труб НКМ измерительная плоскость калибр-колец должна находиться на расстоянии H от торца трубы, мм (рис. 19.11):

20_{-1,2} — натяг по гладкому калибр-кольцу и резьбовым калибр-кольцам с полным и неполным профилем (для труб с условным диаметром от 60 до 102 мм);

24_{-2,5} — натяг по гладкому и резьбовому калибр-кольцам (для труб с условным диаметром 114 мм).

При определении диаметра уплотнительного конического пояса трубы измерительная плоскость гладкого калибр-кольца должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на величину H_1 , мм (см. рис. 19.11):

1,2 — для труб с условным диаметром от 60 до 102 мм;

1,6 — для труб с условным диаметром 114 мм.

Натяг оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты по

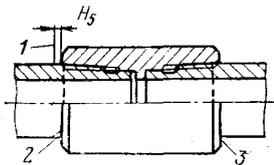


Рис. 19.12. Свинчивание вручную и на станке соединений труб НКМ:

1 — конец сбегая резьбы; 2 — соединение, свинченное вручную; 3 — соединение, свинченное на станке

резьбовой калибр-пробке должен быть равен величине H_2 , мм (см. рис. 19.11):

$5,0_{-1,2}$ — для муфт к трубам с условным диаметром от 60 до 102 мм;

$6,0_{-2,5}$ — для муфт к трубам с условным диаметром 114 мм.

Измерительная плоскость гладкой калибр-пробки при проверке оцинкованной или фосфатированной резьбы муфты к трубам с условным диаметром 60, 73, 89, 102 мм должна совпадать с торцом муфты или утопать относительно торца муфты не более чем на $H_3 = 1,2$ мм (см. рис. 19.11). При проверке резьбы муфт к трубам с условным диаметром 114 мм измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна утопать относительно торца муфты на величину $H_3 = 6^{+2,5}$ мм (см. рис. 19.11).

При определении величины диаметра оцинкованной или фосфатированной уплотнительной конической расточки муфты измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна находиться от торца муфты на расстоянии H_4 , мм (см. рис. 19.11):

$45^{+1,2}$ — для труб с условным диаметром 60 и 73 мм;

$55^{+1,2}$ — для труб с условным диаметром 89, 102 мм;

$84_{-0,8}^{+1,6}$ — для труб с условным диаметром 114 мм.

При определении диаметра уплотнительного конического пояса трубы измерительная плоскость гладкого калибр-кольца должна совпадать с торцом трубы или переходить за торец не более чем на $H_1 = 1,2$ мм (см. рис. 19.11). При определении диаметра уплотнительного пояса труб с условным диаметром 114 мм измерительная плоскость гладкого калибр-кольца должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на величину $H_1 = 1,6$ мм (см. рис. 19.11).

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен H_5 , мм (рис. 19.12);

4,4 мм — для труб с условным диаметром 60 мм;

5,0 — для труб с условным диаметром 73 мм;

5,6 — для труб с условным диаметром 89 мм;

6,2 — для труб с условным диаметром 102 мм;

8,0 — для труб с условным диаметром 114 мм.

Предельные отклонения ± 2 мм.

После свинчивания трубы и муфты на станке должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и упорного уступа муфты по всему периметру стыка упорных поверхностей (см. рис. 19.12).

Проверка насосно-компрессорных труб НКБ.

При определении натяга резьбы ниппельного конца трубы НКБ измерительная плоскость гладкого и резьбовых калибр-колец

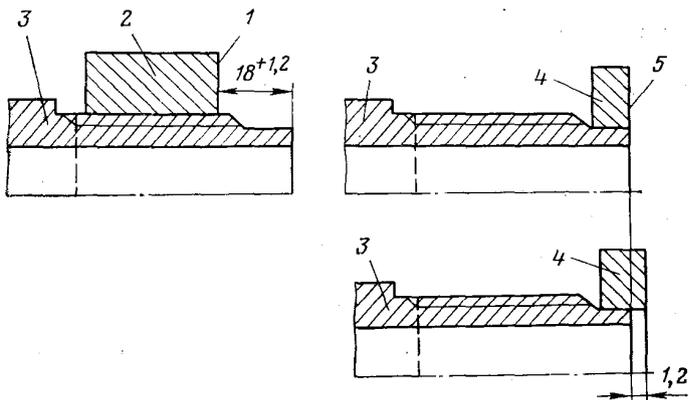


Рис. 19.13. Контроль калибрами трубы резьбового соединения насосно-компрессорных труб НКБ:

1 — измерительная плоскость резьбовых (с полным и неполным профилем) и гладкого калибр-колец; 2 — резьбовой (с полным и неполным профилем) и гладкий калибр-кольца; 3 — ниппельный конец трубы; 4 — гладкий калибр-кольцо; 5 — измерительная плоскость гладкого калибр-кольца

с полным и неполным профилем должна находиться от торца трубы на расстоянии $18^{+1,2}$ мм (рис. 19.13).

При определении диаметра уплотнительного конического пояса ниппельного конца трубы измерительная плоскость гладкого калибр-кольца должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на 1,2 мм (рис. 19.14).

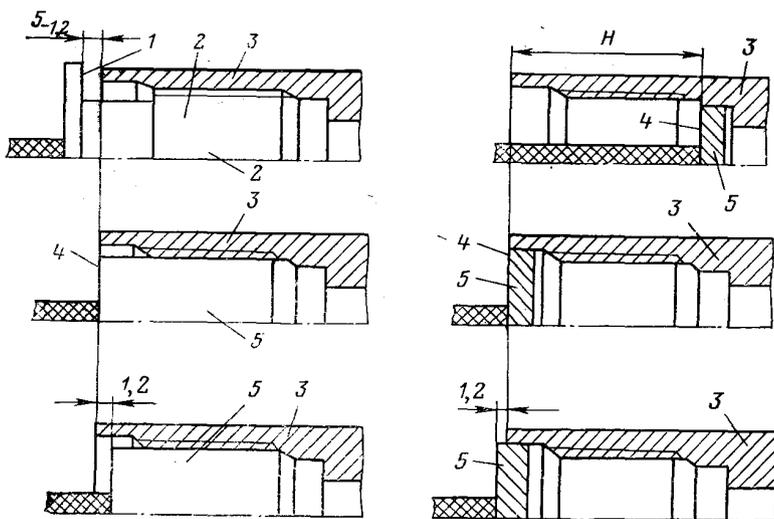


Рис. 19.14. Контроль калибрами раструбного конца трубы резьбового соединения насосно-компрессорных труб НКБ:

1 — измерительная плоскость резьбового калибр-пробки; 2 — резьбовой калибр-пробка; 3 — раструбный конец трубы; 4 — измерительная плоскость гладкой калибр-пробки; 5 — гладкий калибр-пробка

Натяг резьбы раструбного конца трубы по резьбовой калибр-пробке должен быть равен 5_{-1,2} мм (см. рис. 19.14).

Измерительная плоскость гладкой калибр-пробки при проверке резьбы раструбного конца трубы должна совпадать с торцом трубы или утопать относительно торца не более чем на 1,2 мм.

При определении диаметра уплотнительной конической расточки раструбного конца трубы НКБ измерительная плоскость гладкого калибр-пробки должна находиться от торца раструбного конца трубы на расстоянии H_3 , мм:

Для труб с условным диаметром 60 мм	54
Для остальных диаметров труб	59
Предельное отклонение	+1,2 мм

При определении диаметра конической выточки раструбного конца трубы измерительная плоскость гладкого калибр-пробки должна совпадать с торцом трубы или не доходить до торца не более чем на 1,2 мм (см. рис. 19.14).

Шаг резьбы на длину 25,4 мм и на всей длине, углы наклона сторон профиля, конусность по среднему диаметру резьбы труб гладких и с высаженными наружу концами и муфт к ним, конусность по внутреннему диаметру резьбы труб НКМ и ниппельных концов труб НКБ и по наружному диаметру резьбы муфт НКМ и раструбных концов труб НКБ, высота профиля, перпендикулярность и плоскостность упорных поверхностей, соосность резьбы и уплотнительных конических поверхностей соединений труб и муфт НКМ и труб НКБ, а также ширина упорного уступа Г труб НКБ должны проверяться периодически в объемах и сроках, согласованных изготовителем с потребителем.

Проверке соосности резьб должно быть подвергнуто не менее 1% муфт от каждой партии. Проверка внутреннего диаметра и общей изогнутости труб НКБ должна проводиться до посадки концов. Проверке качества сопряжения торца трубы НКМ и упорного уступа муфты подвергают каждое соединение партии.

Конусность по наружному диаметру резьбы труб и ниппельных концов труб НКБ и по внутреннему диаметру резьбы муфт и раструбных концов труб НКБ, а также конусность уплотнительных конических поверхностей труб и муфт НКМ и труб НКБ должны проверяться гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.

Толщина стенки под резьбой t проверяется во впадине первой нитки, расположенной со стороны торца трубы.

Овальность резьбы муфт и раструбных концов труб НКБ должна проверяться неполной гладкой пробкой (лопаткой).

Например, при проверке овальности резьбы муфт и раструбных концов труб с условным диаметром 73 и 89 мм разность расстояния в миллиметрах от торца пробки до торца муфты и раструбного конца при различных положениях пробки не должна превышать $0,13 \text{ мм} \times 1/2t \text{ гф}$.

Параметры резьбы и уплотнительных поверхностей насосно-компрессорных труб контролируются специальными накладными приборами и универсальными средствами измерения.

ГЛАВА 20

РАСЧЕТ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

Условия работы лифтовых колонн зависят от способа эксплуатации.

Основной вид нагрузки при фонтанном и компрессорном способах добычи — силы собственного веса труб и давление газонефтяной смеси или сжатого воздуха (газа). Переменные нагрузки обусловлены периодическим изменением давления движущегося флюида или подаваемого воздуха.

При глубиннонасосном способе добычи, кроме постоянных сил собственного веса труб и веса жидкости в трубах, действуют также переменные силы, связанные с работой глубинного насоса.

Вследствие различного характера действующие нагрузки колонн рассчитывают по способам эксплуатации.

Фонтанный и компрессорный способы эксплуатации

На колонну труб действуют внутреннее, наружное давление и осевые нагрузки.

Внутреннее избыточное давление

Избыточное давление (Па) для фонтанного способа определяется из выражений:

а) в колонне с пакером при закрытом устье для нефтяных скважин

$$p_{ви,z} = p_{пл} - \gamma_v H + (\gamma_v - \gamma_n) z; \quad (20.1)$$

для газовых скважин

$$p_{ви,z} = \frac{p_{пл}}{e^{0,0345 \frac{\gamma}{T_{cp}} (H-z)}} - \gamma_n z, \quad (20.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, Па; H — глубина скважины, м; γ_v , γ_n — удельный вес жидкости в колонне и за колонной, Н/м³; γ — удельный вес газа по воздуху; m — коэффициент сжимаемости газа;

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_{заб}}{2}$$

Наибольшее значение будет на устье при $z=0$;

б) в процессе установки гидравлического пакера

$$p_{ви,z} = p_n + (\gamma_v - \gamma_n) z, \quad (20.3)$$

где $p_{\text{п}}$ — давление на буфере в момент установки гидравлического пакера, Па;

в) при освоении скважины

$$p_{\text{ви}_z} = p_c + (\gamma_c - \gamma_{\text{н}}) z, \quad (20.4)$$

где p_c — давление на устье при освоении, Па; γ_c — удельный вес жидкости, закачиваемой при освоении, Н/м³.

Колонны по внутреннему давлению рассчитывают из условия испытания колонн на герметичность

$$p'_{\text{ви}_z} = 1,1 p_{\text{ви}_y} + (\gamma_{\text{оп}} - \gamma_{\text{н}}) z, \quad (20.5)$$

где $p_{\text{ви}_y}$ — максимальное из давлений, рассчитанных по формулам (20.1) — (20.4) при $z=0$; $\gamma_{\text{оп}}$ — удельный вес опрессовочной жидкости, Н/м³.

Для компрессорного способа внутреннее давление в момент пуска скважины максимальное. Для труб однорядного подъемника центральной системы и для труб первого ряда двухрядного подъемника кольцевой системы внутреннее избыточное давление принимают равным на участках:

$$0 \leq z \leq h_0; \quad p_{\text{ви}_z} = p_0;$$

$$h_0 < z \leq L; \quad p_{\text{ви}_z} = p_0 - \gamma_{\text{н}} (z - h),$$

где p_0 — максимальное пусковое давление, Па; h_0 — расстояние от устья до уровня жидкости в скважине, м; L — длина лифтовой колонны, м.

Наружное избыточное давление

Избыточное давление (Па) для фонтанного способа определяется из выражений:

а) в процессе эксплуатации без пакера

$$p_{\text{ни}_z} = p_{\text{заб}} - \gamma_{\text{ж}} (L - z) - \left[(p_{\text{заб}} - p_6) \frac{z}{L} + p_6 \right], \quad (20.6)$$

где $\gamma_{\text{ж}} = \gamma_{\text{в}} = \gamma_{\text{н}}$; $p_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины, Па; p_6 — давление на буфере в процессе эксплуатации, Па;

б) при освоении скважины

$$p_{\text{ни}_z} = p_c + (\gamma_c - \gamma_{\text{в}}) z; \quad (20.7)$$

в) в процессе эксплуатации с пакером в момент закрытия клапана-отсекателя в нижней части колонны

$$p_{\text{ни}_z} = p_{\text{ну}} + (\gamma_{\text{н}} - \gamma_{\text{в}}) z. \quad (20.8)$$

Расчет производят по наибольшему из значений давлений, полученных по формулам (20.6) — (20.8).

Для компрессорного способа максимальное наружное давление будет при пуске скважины. Для труб однорядного подъемника кольцевой системы и для труб второго ряда двухрядного подь-

емника кольцевой системы наружное избыточное давление принимают равным на участках:

$$0 \leq z \leq h_0; \quad \rho_{\text{нн}_z} = \rho_0;$$

$$h_0 < z \leq L; \quad \rho_{\text{нн}_z} = \rho_0 - \gamma_{\text{в}} (z - h_0).$$

Осевая нагрузка

Осевая нагрузка (Н) определяется величиной собственного веса колонны и усилием от гидравлического давления:

а) осевая нагрузка от собственного веса

$$Q_{\text{п}} = \sum_1^n g q_i l_i, \quad (20.9)$$

где q_i — масса i -й секции, кг/м; l_i — длина i -й секции, м;

б) осевая нагрузка при испытании колонны на герметичность

$$Q_{\text{п}} = \sum_1^n g q_i l_i + \rho'_{\text{вн}_z} F_{\text{в}}, \quad (20.10)$$

где $F_{\text{в}}$ — площадь канала трубы, м²;

в) осевая нагрузка при установке пакера

$$Q_{\text{п}} = \sum_1^n g q_i l_i + \rho_{\text{п}} F_{\text{в}}, \quad (20.11)$$

при извлечении пакера

$$Q_{\text{п}} = \sum_1^n g q_i l_i + \Delta Q, \quad (20.12)$$

где ΔQ — дополнительная нагрузка, зависящая от характеристики пакера, Н;

г) осевая сжимающая нагрузка при установке механического пакера

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{раз}},$$

где $Q_{\text{раз}}$ — нагрузка от веса колонны, передаваемого на пакер, Н;

д) осевая нагрузка, действующая на колонну с пакером в процессе эксплуатации:

$$Q_{\text{п}} = \sum_1^n g q_i l_i - Q_1, \quad (20.13)$$

где $Q_1 = Q_{\text{раз}} \pm \alpha E F \Delta t + 0,235h (D^2 \Delta \gamma_{\text{в}} - d^2 \Delta \gamma_{\text{в}}) - 0,47 \rho_{\text{с}} d^2$; Н;

D, d — наружный и внутренний диаметры труб, м; Δt — средняя температура нагрева (охлаждения) колонны, °С (положительное значение принимается при нагреве, отрицательное при охлажде-

нии); F — площадь сечения труб, м^2 ; h — расстояние от устья до места установки пакера, м ; E — модуль упругости, Н/м^2 .

Для колонн, устанавливаемых с гидравлическим пакером, в формуле (20.13) $Q_{\text{раз}}=0$.

За расчетную нагрузку принимают большее значение, полученное по приведенным формулам.

Формулы для определения прочности и устойчивости колонн

Осевая растягивающая нагрузка, при которой в резьбовом соединении гладких труб по ГОСТ 633—80 напряжение достигает предела текучести (страгивающая нагрузка), определяется по формуле Яковлева — Шумилова (11.42) и приведена в приложении 8.

Для равнопрочных труб и труб НКБ расчет (в H) ведется исходя из прочности тела трубы

$$Q_T = \pi D \delta \sigma_T, \quad (20.14)$$

где D — наружный диаметр трубы, м ; δ — толщина стенки, м ; σ_T — предел текучести материала труб, Н/м^2 .

Для труб с трапецеидальными резьбами НКМ нагрузки приведены в приложении 10, а формулы для их расчета в приложении 13.

Допускаемая нагрузка для неравнопрочной конструкции $[Q] = Q_{\text{ст}}/n_1$; для равнопрочной $[Q] = Q_T/n_1$, где n_1 принимается равным 1,3 для вертикальных скважин.

Для наклонно-направленных и искривленных скважин коэффициент запаса прочности определяется по формуле

$$n'_1 = \frac{n_1}{1 - n_1 c \alpha_0}. \quad (20.15)$$

где α_0 — интенсивность искривления (в градусах на 10 м);

$$c = \frac{E D_c}{1,15 \cdot 10^3 \sigma_T};$$

n_1 — минимальный коэффициент запаса прочности, равный 1,3 для вертикальных скважин; D_c — средний диаметр сечения в основной плоскости резьбы трубы, м .

Внутреннее избыточное давление, при котором наибольшие напряжения в трубе достигают предела текучести, определяют по формуле (11.41) при коэффициенте запаса прочности $n_2=1,32$.

Наружное избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в трубе достигает предела текучести, рассчитывают по формуле (11.40).

При совместном действии растягивающих сил и наружного избыточного давления условие прочности для тела трубы определяют из выражения

$$\frac{Q_p}{F} + 1,15 \frac{\rho_{\text{ннз}} D}{2 \delta} \leq \frac{\sigma_T}{n_1}. \quad (20.16)$$

Критическая сжимающая нагрузка (H), при которой колонна, закрепленная в пакере, теряет устойчивость под действием собственного веса, вычисляется из выражения

$$Q_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{EI q_T},$$

где EI — жесткость сечения, $H \cdot m^2$; q_T — вес 1 м труб на воздухе, H/m .

Для свободно подвешенной колонны критическую скорость движущейся жидкости определяют по формуле

$$v_{кр} = \sqrt{2,55 \frac{g}{q_B} \sqrt[3]{EI (q_T - q_{ж} + \Delta_T F_B)^2}}, \quad (20.17)$$

где q_B — вес 1 м жидкости внутри колонны, H/m ; $q_{ж} = q_B - q_B$; $\Delta = p_T/l$ (p_T — потери давления при движении флюида по колонне, Па).

Если скорость флюида $v_{ж} \geq v_{кр}$, то произойдет потеря устойчивости нижнего участка колонны с переходом к режиму движения с возрастанием амплитуды колебания.

Колонна, закрепленная в пакере, может потерять устойчивость в процессе эксплуатации под влиянием давления p_6 , скорости $v_{ж}$ и температуры Δt движущегося флюида, в результате чего произойдет изгиб нижнего участка колонны с переходом к новым формам равновесия.

Критическое значение устьевого давления p_6 , скорости $v_{ж}$ и температуры нагрева жидкости Δt определяют из выражения

$$\begin{aligned} & \frac{\pi}{4} (1-2\mu) d^2 p_6 + \frac{q_B}{g} v_{ж}^2 + \alpha E F \Delta t = \\ & = 3,35 \sqrt[3]{EI (q_T - q_{ж} + \Delta_T F_B)^2} + \frac{\pi}{4} [(1-2\mu) p_3 D^2 + \\ & + 1,2(1-\mu) h (D^2 \gamma_H - d^2 \gamma_B) - (1-\mu) p_T d^2] + Q_{п}, \end{aligned} \quad (20.18)$$

где $Q_{п}$ — осевая нагрузка в лифтовой колонне после окончания установки пакера к началу эксплуатации, H :

$$Q_{п} = \frac{\pi}{4} [p_{п} d^2 (1-2\mu)]; \quad (20.19)$$

p_3 — наружное затрубное давление на устье, Па.

Методика расчета колонн

Колонна может быть одноступенчатой, состоящей из труб одного диаметра, и многоступенчатой, состоящей из труб нескольких диаметров. Каждая ступень может включать несколько секций.

Диаметр муфты и длину колонны определяют из условий эксплуатации.

Трубы для первой секции рассчитывают исходя из внутреннего давления. По величине $p'_{вн2} n_2$ [см. формулу (20.5)] подбирают группу прочности и толщину труб. Длину первой секции (m) для колонн с пакером вычисляют из выражения

$$l_1 = \frac{\frac{Q_{ст}}{n_1} - Q_6}{10 q_1}, \quad (20.20)$$

где $Q_{ст}$ — сдвигающая нагрузка, Н; Q_6 — большее из значений $p_{п}F_B$ и ΔQ , Н; q_1 — масса 1 м труб, кг/м.

Длины (м) последующих секций ($k > 2$) будут

$$l_k = \frac{\frac{Q_{ст}(k)}{n_1} - \sum_1^{k-1} 10 l_i q_i - Q_6}{10 q_k}. \quad (20.21)$$

В расчетах принимается $g \approx 10$ м/с².

Длина первой секции свободно подвешенной колонны или колонны с механическим пакером

$$l_1 = \frac{Q_{ст1}/n_1}{10 q_1}. \quad (20.22)$$

Длины последующих секций ($k \geq 2$)

$$l_k = \frac{\frac{Q_{ст}(k)}{n_1} - \sum_1^{k-1} 10 l_i q_i}{10 q_k}. \quad (20.23)$$

Если ограничений на длины секций нет, то

$$l_k = \frac{Q_{ст}(k) - Q_{ст}(k-1)}{10 q_k n_1}. \quad (20.24)$$

Если колонну испытывают на герметичность, то расчет ведут по формулам (20.20), (20.21), где $Q_6 = p_{внL} F_B$.

Для труб равнопрочных конструкций вместо $Q_{ст}$ принимают Q_T . Одновременно с расчетом длины каждой секции верхнюю трубу проверяют на избыточное внутреннее давление, которое определяют из условий испытания на герметичность. Тогда должно быть выдержано условие $n_2 \geq p_T/p_{вн2}$.

Для труб, воспринимающих наружное давление (например, трубы второго ряда при двухрядном лифте), допускаемая длина подвески будет меньше, так как, кроме растягивающих нагрузок от собственного веса, трубы испытывают сжимающие напряжения от наружного давления.

Длины секции колонн при этом будут равны [см. формулу (20.16)]

$$l_k = \frac{\left(\frac{\sigma_{Тк}}{n_1} - 1,15 p_{вн2} \frac{D_k}{2 \delta_k} \right) F_k - \sum_1^{k-1} 10 l_k q_k}{10 q_k}. \quad (20.25)$$

Для первой секции $k = 1$.

Эксплуатация скважин штанговыми насосами

При этом способе эксплуатации на колонну труб действуют внутреннее давление столба жидкости в трубах, собственный вес труб, а в аварийной ситуации на трубы дополнительно передается вес штанг.

Внутреннее избыточное давление определяют как разность гидростатических давлений внутри и за колонной.

На участке $0 < z \leq l_0$ $p_{вн,z} = \gamma_{ж} z$, а на участке $l_0 < z \leq L$ давления принимают постоянным и равным $p_{вн,L} = \gamma_{ж} l_0$ (l_0 — расстояние от устья до уровня жидкости в скважине, $\gamma_{ж} = \gamma_{в}$).

Осевую растягивающую нагрузку (Н) определяют как суммарный вес колонны, жидкости в трубах и насосных штанг. Осевая нагрузка в верхней части произвольной k -й секции

$$Q_k = \sum_1^k 10 l_i (q_i + q_{ж i}) + 10 q_{ж k} \left(L - \sum_1^k l_i \right) + 10 Q_{шт}, \quad (20.26)$$

где q_i — масса 1 м труб i -й секции, кг/м; $q_{ж i}$ — масса 1 м жидкости в трубах i -й секции, кг/м; $q_{ж i} = \rho_{ж} (F_{в i} - F_{шт})$; $F_{в i}$ — площадь проходного канала труб i -й секции (для k -й секции $i = k$); $Q_{шт}$ — масса штанг, кг; $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м³; $F_{шт}$ — площадь сечения штанг, м².

Допустимые длины (м) секций из условия прочности определяются из выражений:

длина первой секции

$$l_1 = \frac{\frac{Q_{ст(1)}}{n_1} - (Q_{шт} + 10 q_{ж 1} L + 10 Q_{хв})}{10 q_1}, \quad (20.27)$$

длины последующих секций ($k \geq 2$) будут равны

$$l_k = \frac{\frac{Q_{ст(k)}}{n_1} - 10 \left[Q_{шт} + \sum_1^{k-1} l_i (q_i + q_{ж i}) + q_{ж k} \left(L - \sum_1^{k-1} l_i \right) + Q_{хв} \right]}{10 q_k}; \quad (20.28)$$

$Q_{хв}$ — масса хвостовика колонны, кг.

Для колонны, состоящей из труб одного диаметра и толщины стенки, $q_{ж i} = q_{ж k} = q_{ж 1}$,

$$l_k = \frac{Q_{ст(k)} - Q_{ст(k-1)}}{10 n_1 q_k}. \quad (20.29)$$

В наклонно-направленных и искривленных скважинах коэффициент запаса прочности определяется по формуле (20.15).

Рассмотрим частные случаи. Для двухступенчатой колонны, каждая ступень которой состоит из труб одной толщины стенки, длина первой ступени (м)

$$l_1 = \frac{\frac{Q_{ст1}}{n_1} - 10 l_2 (q_{шт} + q_{ж 1}) + 10 Q_{хв}}{10 (q_1 + q_{шт} + q_{ж 1})}; \quad (20.30)$$

длина второй ступени (м)

$$l_2 = \frac{Q_{ст2} - Q_{ст1}}{10 n_1 (q_2 + q_{ж 2} - q_{ж 1})}; \quad (20.31)$$

общая длина подвески $L = l_1 + l_2$ (вначале определяется l_2). Здесь $Q_{ст1}$, $Q_{ст2}$ — сдвигающие нагрузки для первой и второй

ступени, Н; q_1, q_2 — массы 1 м труб первой и второй ступени, кг/м; $q_{ж1}, q_{ж2}$ — массы 1 м жидкости в кольцевом пространстве между трубами первой и второй секций и штангами, кг/м; $q_{шт}$ — средняя масса 1 м штанг, кг/м.

Если коэффициенты запаса прочности принимаются для первой и второй ступеней разными, то l_1 определяется из формулы (20.30); а l_2 по формуле

$$l_2 = \frac{n Q_{сг2} - n_2 Q_{сг1}}{10 n_1 n_2 (q_2 + q_{ж2} - q_{ж1})} \quad (20.32)$$

Кроме статических нагрузок на колонну труб действуют переменные усилия, связанные с переменным воздействием на колонну веса жидкости в трубах и сил трения плунжера насоса и штанг. Обычно переменные напряжения не превышают допустимых.

При ходе плунжера вверх на трубы не действует осевая растягивающая нагрузка веса жидкости, воспринимаемого плунжером, однако при этом на внутреннюю боковую стенку труб передается гидростатическое давление столба жидкости. В этом случае, т. е. при отсутствии осевых растягивающих нагрузок, гидростатическое давление создает изгибающий момент, который при определенных условиях приводит к потере устойчивости нижней части с возникновением режима движения и новых форм изогнутого равновесия.

С увеличением глубины подвески гидростатическое давление возрастает и искривление колонны распространится на большую длину, что приведет к изгибу высших порядков с образованием ряда полуволн.

Критическая длина колонны (м), при которой происходит потеря устойчивости с переходом к режиму движения, равна

$$l_{кр} = \frac{2,55 \sqrt[3]{EI g^2 (q_T + q_{шт} + q_B - q_{ш})^2 + g Q_{хв}}}{\gamma_{ж} (F_{п} - F_{ш})} \quad (20.33)$$

где $F_{п}$ — площадь плунжера, м²; $F_{ш}$ — площадь сечения штанг, м²; $Q_{хв}$ — масса хвостовика, подвешенного ниже насоса, кг; $\gamma_{ж}$ — удельный вес жидкости в колонне, Н/м³; q_B — масса 1 м жидкости в колонне, ($q_B = \rho_{ж} F_B$), кг; F_B — площадь проходного канала колонны, м²; $q_{ш}$ — масса 1 м жидкости в объеме штанг, кг ($q_{ш} = \rho_{ж} F_{ш}$).

Потеря устойчивости в форме режима движения будет наблюдаться в нижней части колонны на длине

$$l_k = 4,65 \sqrt[3]{\frac{EI}{(q_T + q_{шт} + q_B - q_{ш}) g}}$$

Наряду с этим с увеличением длины колонны ($l > l_{кр}$) на участке выше l_k возникнут новые формы изогнутого равновесия с образованием полуволн. Приближенное значение длины полуволны

$$L = \pi \sqrt{\frac{EI}{(F_{п} - F_{ш}) \gamma_{ж} l - g (q_T - q_B - q_{п}) z}} \quad (20.34)$$

где $q_{п}$ — масса 1 м жидкости над плунжером

$$q_{п} = \rho_{ж} (F_{п} - F_{ш}).$$

Как видно из (20.34) с увеличением z , т. е. по мере удаления от насоса, длина полуволны увеличивается.

Общая длина участка колонны, на котором будет наблюдаться потеря устойчивости, равна

$$l_0 = \frac{(F_{п} - F_{ш}) \gamma_{ж} l}{(q_{т} - q_{в} - q_{п}) g}.$$

Остальная часть колонны $l - l_0$ остается прямолинейной.

Чтобы обеспечить устойчивость и прямолинейность колонны в том случае, когда длина колонны $l > l_{кр}$, рекомендуется под насосом устанавливать трубы массой

$$Q_{хв} = \rho_{ж} (F_{п} - F_{ш}) l. \quad (20.35)$$

Периодическое искривление труб в нижней части колонны приводит к переменным напряжениям и способствует износу труб. Наряду с этим на износ труб в большей степени может влиять искривление насосных штанг, связанное с потерей их устойчивости в нижней части над насосом. Потеря устойчивости штанг произойдет при ходе штанг вниз, когда на штанговую колонну действует сжимающее усилие, обусловленное трением плунжера и перепадом давления в нагнетательном клапане насоса при прохождении через него жидкости. Периодическое искривление штанг способствует износу труб главным образом в процессе трения штанговых муфт о стенки труб.

Для штанговых колонн длиной больше $10,3 \sqrt[3]{\frac{EI_{шт}}{gq_{шт}}}$ критическая сила (Н), приводящая к потере устойчивости низа штанг,

$$P_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{EI_{шт}(gq_{шт})^2}.$$

Искривление штанг возможно, если $P \geq P_{кр}$, где $P = pF + P_{тр}$. Здесь $I_{шт}$ — момент инерции сечения штанги, m^4 ; $q_{шт}$ — масса 1 м штанг, kg/m ; p — перепад давления в нагнетательном клапане, Pa ; F — площадь сечения клапана, m^2 ; $P_{тр}$ — трение штанг с трубы, H .

Если трубы искривляются при ходе плунжера вверх, то штанги искривляются при ходе вниз. В связи с тем, что искривление труб увеличивается с ростом гидростатического давления, передаваемого трубам, следует ожидать, что с увеличением глубин подвесок износ труб и вероятность нарушения герметичности будут увеличиваться.

ГЛАВА 21

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Эксплуатация насосно-компрессорных труб (НКТ) при добыче нефти и газа включает в себя:

- 1) приемку, хранение и транспортирование труб;

- 2) учет работы и движение парка труб;
- 3) проверку качества, подготовку труб и спуско-подъемные операции;
- 4) профилактические меры при эксплуатации скважины;
- 5) отбраковку и списание труб.

Вопросы выбора конструкции, расчета и компоновки колонн, а также работы, связанные с организацией ремонта и восстановления отбракованных труб, рассматриваются в гл. 20 и разд. 4.

При эксплуатации НКТ следует пользоваться руководящим документом РД 39-1-108—78 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб».

Приемка, хранение и транспортирование труб

Приемка новых НКТ от заводов-изготовителей по качеству и комплектности и хранение их до передачи потребителям осуществляются Управлением производственно-технического обслуживания и комплектации (УПТО и К) объединения в соответствии с руководящими документами РД 39-2-371—80 «Инструкция по приемке и хранению бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в трубных подразделениях производственных объединений Министерства нефтяной промышленности», РД 39-1-305—79 «Методические рекомендации по приемке насосно-компрессорных труб и расследованию аварий с ними».

При приемке труб от транспортной службы предприятие-получатель (УПТО и К) в соответствии с действующими на транспорте правилами перевозок грузов проверяет сохранность их при перевозке, соответствие груза данным, указанным в транспортном документе, соблюдение правил перевозки (укладка труб и т. д.). Приемка труб по комплектности и качеству производится по сопроводительным документам, удостоверяющим комплектность и качество поставляемой партии труб (сертификат, счет-фактура, спецификация и т. п.). При отсутствии указанных документов или некоторых из них составляется акт о фактическом качестве, комплектности и маркировке поступивших труб, в котором указывается также, какие документы отсутствуют.

В процессе приемки и подготовки к эксплуатации насосно-компрессорных труб на трубной базе осуществляется входной контроль, включающий в себя визуальный осмотр тела трубы и резьбовых концов, контроль геометрических размеров и кривизны трубы и контроль качества резьбы трубы. Входному контролю подвергаются все трубы, поступающие на трубную базу.

Технологические операции и их последовательность, а также оборудование, измерительный инструмент для проведения входного контроля НКТ приведены в РД 39-2-197—79 «Типовой технологический процесс подготовки к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб».

Насосно-компрессорные трубы и элементы их колонн находятся на балансе нефтегазодобывающих подразделений производст-

венных объединений. Трубные же базы осуществляют работы по подготовке к эксплуатации и ремонтно-профилактическому обслуживанию этих труб, а также элементов колонн в соответствии с планом-графиком, утвержденным объединением, или на основании заказа-заявки НГДУ, согласованного с объединением. Приемка бывших в эксплуатации труб трубной базой оформляется приемосдаточным актом. При сдаче труб на трубную базу нефтегазодобывающие предприятия обязаны передать ей и эксплуатационно-техническую документацию (выписку из журнала учета работы комплекта труб).

Трубы как со склада на территорию промысла, так и внутри промысла должны перевозиться специальным транспортом (автотрубовозами, тележками-прицепами и др.). Концы труб при перевозке не должны свешиваться или выступать за габариты транспортных средств больше чем на 1 м и должны быть защищены от порчи резьбы предохранительными кольцами и ниппелями. Трубы должны быть надежно закреплены на транспортных средствах.

При разгрузке труб нельзя сбрасывать их, а также ударять трубу о трубу. При разгрузке и укладке труб у скважины необходимо, чтобы муфтовые концы были обращены в направлении устья скважины.

Свободные от эксплуатации трубы следует хранить на специальных стеллажах. Трубы укладываются рядами, а между рядами помещаются деревянные прокладки. Резьбовые концы труб смазываются консистентной антикоррозионной смазкой и защищаются предохранительными кольцами и ниппелями. Неисправные трубы укладывают отдельно.

Трубы, направляемые на ремонт, должны быть рассортированы по типоразмерам и по группам прочности материала.

Учет работы и движения парка труб

Все НКТ после подготовки их к эксплуатации в трубном подразделении на основании заказа-заявки нефтегазодобывающих предприятий, согласованных с производственным объединением, собираются в комплекты. На каждый комплект составляется паспорт-журнал в двух экземплярах, один из которых вместе с комплектом труб передается в НГДУ, а второй хранится в трубном подразделении.

Паспорт-журнал на скважинный комплект НКТ должен содержать следующие документы: заказ-заявку; ведомость учета работы комплекта насосно-компрессорных труб; копии актов расследования аварий с колонной насосно-компрессорных труб, составленных в соответствии с РД 39-1-305—79.

Комплекты НКТ передаются нефтегазодобывающим или буровым предприятиям в соответствии с РД 39-2-275—79 «Положение о взаимоотношениях центральной трубной базы с буровыми и нефтегазодобывающими подразделениями производственных объединений Миннефтепрома по вопросам подготовки к эксплуатации

и ремонтно-профилактическому обслуживанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб».

Передача труб на ремонт также оформляется актом.

В трубном подразделении ведется учет: профилактических работ с НКТ; нанесения покрытий на поверхность НКТ; ремонта НКТ; объемов и видов профилактических и ремонтных работ с НКТ; движения НКТ.

Формы перечисленной выше учетной документации по НКТ приведены в РД 39-1-456—80 «Инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб».

Проверка качества, подготовка труб и спуско-подъемные операции

Насосно-компрессорные трубы, как новые, так и бывшие в эксплуатации, при подготовке к спуску в скважину подвергаются тщательной проверке. Этот процесс включает в себя следующие операции: визуальный контроль, инструментальный контроль линейных размеров труб, контроль качества резьбы труб и муфт, дефектоскопию и толщинометрию, шаблонирование, гидравлическое испытание труб, покрытие поверхности труб, маркировку и комплектование.

В скважинах, продукция которых содержит сероводород, применение труб с высокими пределами текучести по ГОСТ 633—80 не рекомендуется из-за опасности сульфидного растрескивания материала труб и муфт. В этих условиях целесообразно применять отечественные стальные трубы группы прочности Д и зарубежные трубы из сталей марок С-75, С-80, С-95, НК-АС80, НК-АС90.

При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с покрытиями или использовать для их защиты ингибиторы коррозии. В этом случае необходимо руководствоваться РД 39-3-221—79 «Инструкция по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования при помощи ингибиторов И-1-А, «Север-1».

Конкретные меры, позволяющие предотвратить коррозионные поражения труб, могут быть выработаны путем опробования на каждом месторождении различных методов борьбы с коррозией и выбора наиболее оптимальных.

Подготовка новых труб к эксплуатации должна производиться на трубных базах по технологической схеме, представленной в РД 39-2-45—78 «Типовые планы расположения оборудования в цехах I, II и III типов производственных трубных баз по подготовке к эксплуатации и ремонту труб нефтяного сортамента».

При получении труб следует проверять соответствие комплекта паспорту и плану производства работ по скважине. При отсутствии деталей, предохраняющих резьбы, трубы не следует принимать.

При спуске труб в скважину должен присутствовать представитель трубной базы.

Трубы, поднятые из скважины, перед повторным спуском необходимо очистить и внимательно осмотреть. При осмотре труб с покрытием особое внимание должно быть обращено на проверку целостности покрытия.

Для захвата трубы под муфту и удержания колонны НКТ при спуско-подъемных операциях, осуществляемых без применения механизмов для свинчивания и развинчивания труб, используют трубные элеваторы типов ЭХЛ, ЭН и ЭЗН. При использовании механизмов для свинчивания и развинчивания труб рекомендуется применять трубные элеваторы типов ЭГ и ЭТА.

Для спуска и подъема безмуфтовых труб и труб с муфтами уменьшенного диаметра рекомендуется использовать клиновые элеваторы типа ЭНКБ.

Элеваторы должны быть исправными, иметь штропы одинаковой длины.

Спайдеры механических ключей, которые перед применением необходимо проверять на одновременность срабатывания клиньев, и клиновые элеваторы не должны повреждать тело трубы. Насечки клиньев спайдеров и клиновых элеваторов во время работы следует регулярно очищать.

Для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб вручную широко используют ключ КТНМ. Цепные ключи применять не рекомендуется в связи с опасностью повреждения тела трубы.

Для работы с автоматом АПР-2ВБ и механическим ключом КМУ предназначены ключи КТГУ, КТМ и КСМ.

Размер ключа должен соответствовать размеру трубы. Ключ необходимо правильно устанавливать на трубу, сухари должны быть хорошо подогнаны.

Резьбы труб и муфт должны быть тщательно очищены и промыты керосином. Обнаруженные при осмотре небольшие забоины на поверхности nippleного конца трубы должны быть зачищены трехгранным бархатным напильником. Трубы, забракованные при проверке, откладываются отдельно для отправки в цех ремонта.

Трубы, впервые спускаемые в скважину, следует промерить стальной рулеткой для определения их длины. Длина трубы с навинченной муфтой или безмуфтовой трубы с высаженными наружу концами — НКБ определяется расстоянием от свободного торца муфты (или муфтового конца) до конца сбега резьбы противоположного конца трубы.

При спуске в скважину труб разных диаметров и конструкций их следует группировать и спускать в скважину по размерам и типам, соединяя между собой с помощью переводников.

Трубы к мосткам подтаскивают специальным приспособлением. Поднимаемые с мостков трубы должны иметь навинченные на nippleных концах предохранительные кольца.

Нельзя допускать ударов конца трубы о фланец колонны или о другие металлические предметы. При подъеме труб с мостков необходимо пропустить через них шаблон и следить за его выхо-

дом из трубы. При задержке шаблона в трубе ее следует забраковать. Длина оправки 1250 мм.

При спуске следует тщательно осматривать тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы избежать попадания в колонну некачественных труб.

После того как труба поднята над устьем скважины, необходимо удалить с резьбы предохранительные детали, тщательно очистить и смазать резьбы муфты и трубы.

Рекомендуется применять смазки Р-402 (ТУ 38-101-303—73, она предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 200°C, свободно наносится при температурах окружающего воздуха до -30°C) и Р-2 (ТУ 38-101-332—73, она предназначена для труб, работающих в скважинах с температурами до 100°C, свободно наносится при температурах окружающего воздуха до -5°C).

Ориентировочный расход смазки на одно соединение приведен ниже:

Условный диаметр трубы, мм	60	73	89	102	114
Расход смазки, г	15	20	30	35	40

Трубы следует направлять в муфту вертикально. Посадку трубы в муфту необходимо производить осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трехтрубку; в этом случае рекомендуется установить на вышке промежуточные опоры.

Трубы рекомендуется свинчивать с приложением крутящих моментов, значения которых для отечественных труб с треугольной резьбой приведены в табл. 21.1 [17].

Если ниппель ввинчивается в муфту до последнего витка резьбы с моментом, меньшим минимального, или если после свинчива-

Таблица 21.1

Условный диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, Н·м	
	минимальный	максимальный
Гладкие трубы		
48	315	525
60	585	980
73	900	1500
89	1260	2110
102	1725	2880
114	1940	3240
Трубы с высадкой		
73	1150	1900

ния с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту витков, то следует забраковать обе трубы: спущенную в скважину и следующую за ней.

При спуске необходимо предохранять резьбовые соединения насосно-компрессорных труб от ударов.

Во избежание повреждения тела трубы в месте захвата клиньями спайдера рекомендуется применять стопорные ключи, особенно в тех случаях, когда в скважину спущено менее десяти труб.

Спуск труб в скважину и посадку ее на фланец необходимо производить плавно без рывков. Чтобы муфта не задевала фланец колонны, следует пользоваться специальной направляющей воронкой. Воронку применяют также для предохранения верхней трубы (соединительного патрубка) от истирания штангами и их муфтами при спуске насосных штанг.

Посадку колонны насосно-компрессорных труб на забой необходимо выполнять плавно на минимальной скорости.

Спущенную в скважину колонну соединяют с планшайбой при помощи соединительного патрубка длиной 0,5—0,6 м, который по размерам и прочностным показателям аналогичен верхней трубе. Спуск колонны с планшайбой и установка ее на фланец производятся при помощи подъемного патрубка, который по типоразмеру и прочности также аналогичен верхней трубе колонны. После посадки планшайбы на устье скважины для предохранения резьбы муфты соединительного патрубка от повреждения следует навинтить на нее предохранительный nipple.

Колонну насосно-компрессорных труб с планшайбой, как и при спуске, нужно поднимать с помощью специального патрубка. Перед началом подъема следует убедиться в отсутствии прихвата колонны путем осторожного ее натягивания. При наличии прихвата необходимо прочистить кольцевое пространство продувкой сжатым воздухом по центральной системе с одновременным расхождением колонны. Растягивающее усилие не должно превышать страгивающей нагрузки для резьбовых соединений, при этом следует учитывать коэффициент запаса прочности, равный 1,3—1,5.

Поднимать колонну следует плавно, без рывков и переходов с одной скорости на другую. Отвинченную трубу можно поднимать лишь после полного выхода ее из соединения. Если в процессе подъема труб соединение не развинчивается, нанесение ударов молотком по муфте для облегчения развинчивания не допускается. Можно допускать лишь обстукивание муфты молотком посредине.

С целью обнаружения дефектных труб следует тщательно осматривать их при подъеме. Перед укладыванием трубы на мостки на ее nipple'ный конец следует навинтить предохранительное кольцо, а при укладывании на мостки ее nipple'ный конец надо опереть на специальный совок, медленно спуская при этом подъемный крюк с элеватором. Укладывать трубы на мостках следует рядами, отделяя каждый ряд деревянными прокладками.

Чтобы резьбовые соединения и тело трубы изнашивались рав-

номерно, рекомендуется при каждом спуске-подъеме менять местами трубы верхней и нижней частей колонны (секции).

После сильного натяжения колонны при срыве пакера или освобождении ее от прихвата все резьбовые соединения, свинчатые в заводских условиях, необходимо докрепить.

Поднятые из скважины дефектные трубы следует откладывать отдельно и сохранить для дальнейшего расследования причин аварии.

Профилактические меры при эксплуатации скважин

При эксплуатации скважин компрессорным способом, отличающимся интенсивным образованием окалины для предотвращения прихвата труб продуктами коррозии, необходимо обезвоживать сжатый воздух, подаваемый в скважину, путем периодического впрыскивания нефти, и по мере надобности применять центральную продувку. В скважинах, дающих нефть с большим содержанием парафина, следует периодически очищать трубу от отложения парафина без их подъема.

В скважинах, где нефть содержит сероводород или другие коррозионно-активные продукты, во избежание обрыва труб вследствие коррозии периодически (по намеченному графику) надо заменять отработавшие трубы новыми. Также периодически проверять состояние и заменять трубы первого ряда.

Отбраковка и списание труб

В результате многократных спуско-подъемных операций, в особенности при глубиннонасосной эксплуатации, происходит постепенная сработка резьбы, тела трубы и наружной поверхности муфты; часто наблюдается недовинчивание соединения, вызванное забоинами, образовавшимися на резьбе вследствие небрежного обращения с ней, или попаданием песка. Внутренняя поверхность труб истирается штангами и штанговыми муфтами. Иногда по мере эксплуатации труб в скважине на них выявляются ранее незаметные дефекты заводского происхождения. В процессе эксплуатации некоторых скважин трубы подвергаются интенсивной коррозии, на них откладываются соль, парафин, продукты коррозии и т. д. В результате подобных явлений трубы теряют герметичность, прочность; их проходной канал значительно сокращается. Такие дефекты могут привести к осложнениям и авариям. Во избежание этого следует систематически проводить отбраковку труб.

Для проверки и отбраковки необходимо очистить трубу по всей длине и промыть резьбовую часть керосином. После этого трубу подвергают наружному осмотру для выявления на ее поверхности плен, сквозных свищей, трещин, вмятин, глубоких рисок или надрезов и других дефектов в теле или вмятин витков, следов задания резьбы, отложений солей, парафина и др. С помощью уни-

версальных мерительных инструментов проверяются отклонения по наружному диаметру, сплюснутость или овальность труб и муфт. Резьбовыми и гладкими калибрами проверяются овальность, отклонения по конусности и натяги резьб и при помощи шаблонов — соответствие внутреннего диаметра труб номинальному размеру. При выявлении значительных отклонений или других дефектов и нарушений в резьбовой части или в теле трубы или муфты их следует передать в цех ремонта. В тех случаях, когда не представляется возможным их ремонт и восстановление, их необходимо списать.

Заключение на списание НКТ дается трубным подразделением.

Трубы, вышедшие из строя в результате аварий, списываются на основании акта расследования аварий.

Списание труб производится с занесением всех данных, характеризующих трубы, в специальную ведомость на списание НКТ с указанием причин списания.

Аварии с колоннами насосно-компрессорных труб

Анализ промысловых данных показывает, что аварии с колоннами НКТ происходят из-за наличия в трубах дефектов заводского происхождения и появившихся в них в процессе эксплуатации повреждений, а также нарушений технологии спуско-подъемных операций. В практике эксплуатации насосно-компрессорных труб встречаются разные виды аварий.

Обрыв трубы по телу или по резьбе чаще всего происходит в результате: несоответствия применяемых труб условиям эксплуатации, плохого качества металла трубы и отклонения от нормы параметров резьбы, небрежного обращения с трубами при погрузке, разгрузке, транспортировании и хранении, повреждения резьбы из-за отсутствия предохранительных колец и ниппелей, применения неисправного спуско-подъемного оборудования и инструмента (спайдеров, трубных ключей, элеваторов). Подобная авария может быть и следствием нарушений, происшедших в процессе эксплуатации, таких как протирание резьбы и тела трубы штангами и штанговыми муфтами, усталостные разрушения в последней нитке резьбы, коррозия труб от агрессивного действия пластовых вод и необезвоженного рабочего агента (сжатого воздуха).

Негерметичность резьбового соединения или тела труб под воздействием внутренних или внешних давлений может быть вызвана: неправильными выбором смазки и свинчиванием резьбового соединения; повреждением резьбы из-за загрязнения, небрежного обращения или чрезмерного натяжения; износом резьбы в результате многократного свинчивания и тела труб вследствие частых спуско-подъемных операций и повреждения поверхности труб ключами.

Иногда в процессе эксплуатации происходит размыв тела труб, вызываемый наличием дефектов металлургического происхожде-

ния и одновременным агрессивным действием добываемой жидкости.

Обрыв труб и их негерметичность могут быть вызваны также и точечной коррозией внутренней и наружной поверхностей, коррозионным и сульфидным растрескиванием под напряжением и т. д.

Кроме аварий, связанных непосредственно с повреждениями самих труб, происходят аварии, вызванные повреждениями колонн глубинно-насосных штанг (обрыв, отвинчивание, падение штанговых колонн), устьевого оборудования и несоблюдением технологии спуско-подъемных операций.

Почти все виды повреждений могут привести к авариям с тяжелым исходом — падению колонны в скважину, если своевременно их не выявлять и не предупреждать.

ГЛАВА 22

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ЗА РУБЕЖОМ

За рубежом применяют насосно-компрессорные трубы наружным диаметром от 26,7 до 114,3 мм с высаженными концами, без высадки или с раструбом на муфтовом конце трубы. Для соединений насосно-компрессорных труб наряду с обычной резьбой с конусностью 1:16, углом профиля 60° и шагом 3,175 мм или 2,54 мм используют специальные трапецеидальные или упорные резьбы. С целью повышения герметичности применяют соединения с дополнительными уплотнительными поверхностями, а также с уплотнительными кольцами из тефлона (фторопласта). Для предохранения труб от коррозии некоторые фирмы используют покрытие внутренней поверхности труб пластмассами.

Насосно-компрессорные трубы изготавливают по стандарту 5А АНИ из стали групп прочности Н-40, J-55 и N-80, по стандарту 5АХ АНИ из высокопрочной стали группы прочности Р-105 и по стандарту 5АС АНИ для скважин с сернистой средой из стали групп прочности С-75 и L-80. Отдельные фирмы предлагают насосно-компрессорные трубы группы прочности С-95, предусмотренной стандартом АНИ только для обсадных труб. Химический состав сталей по стандарту 5АС приведен в гл. 16. Состав сталей по стандартам 5А и 5АХ АНИ не регламентируется, ограничивается только содержанием серы — 0,06% и фосфора — 0,04%.

Для работы в средах сероводорода и углекислого газа используются стали, приведенные в гл. 16. Для эксплуатации труб в крайне неблагоприятных условиях могут применяться хромоникельмолибденовые сплавы с содержанием никеля до 50%.

Для районов с холодными климатическими условиями отдельные фирмы изготавливают трубы с повышенной ударной вязкостью при низких температурах.

Механические свойства сталей по стандартам АНИ приведены в табл. 22.1.

Таблица 22.1

Механические свойства сталей

Группа прочности сталей	Предел текучести σ_T , МПа		Наименьший предел прочности при растяже- нии σ_B МПа
	наименьший	наибольший	
H-40	275	550	415
J-55	380	550	520
N-80	550	760	690
C-75	515	620	655
L-80	550	655	655
P-105	725	930	830

Предел текучести определяется как напряжение, требующееся для создания относительного удлинения, равного 0,6% для группы прочности P-105 и 0,5% для остальных групп прочности.

Наименьшее относительное удлинение на длине 50,8 мм при $S_0 \leq 4,85 \text{ см}^2$ рассчитывают по формуле

$$\delta = 4886 \frac{S_0^{0,2}}{\sigma_B^{0,9}},$$

где S_0 — площадь поперечного сечения образца, см^2 ; σ_B — наименьший предел прочности при растяжении, МПа.

При $S_0 > 4,85 \text{ см}^2$ удлинение принимается таким же, как и для $S_0 = 4,85 \text{ см}^2$.

На растяжение испытывают образцы с полным поперечным сечением трубы или образцы шириной около 38 мм, вырезанные по длине трубы. Если нет специальных изогнутых захватов, то для труб диаметром 88,9 мм и менее испытания должны проводиться на образцах шириной 19 мм, а для труб диаметрами 101,6 и 114,3 мм — шириной 25,4 мм.

Испытанию на сплющивание подвергаются электросварные трубы. Испытания проводятся на образцах, вырезанных из труб с шириной кольца не менее 63,5 мм. Не допускается появление трещин при сплющивании образца по диаметру до величины, указанной в табл. 22.2.

На заводах трубы подвергаются испытанию внутренним гидравлическим давлением. За величину испытательного давления p для стандартных муфтовых соединений принимают наименьшее из рассчитанных отдельно для трубы и муфты:

для трубы

$$p = 0,8 \sigma_{T \min} \frac{2s}{D};$$

для муфты

$$p = 0,8 \sigma_{T \min} \frac{D_M - d_M}{D_M},$$

Таблица 22.2

Расстояние между параллельными плоскостями при сплющивании

Группа прочности стали	Отношение наружного диаметра трубы к толщине стенки D/s	Расстояние между параллельными плоскостями после испытания, не менее
Н-40	≥ 16	$0,50 D$
	< 16	$D (0,83 - 0,0206 D/s)$
J-55	≥ 16	$0,65 D$
	$3,93 - 16$	$D (0,98 - 0,0206 D/s)$
	$< 3,93$	$D (1,104 - 0,0518 D/s)$
L-80, N-80	9—25	$D (1,074 - 0,0194 D/s)$

где D_m — наружный диаметр муфты; d_m — наружный диаметр резьбы муфты в плоскости торца трубы после свинчивания соединения на станке.

Если нет специальной договоренности между потребителем и изготовителем, то испытательное давление для труб из сталей групп прочности Н-40 и J-55 ограничивается 20,7 МПа, а для труб групп прочности С-75, L-80, N-80 и Р-105 — 69,0 МПа. Продолжительность испытаний не менее 5 с.

Допуск на наружный диаметр трубы размером $114,3 \text{ мм} \pm \pm 0,86 \text{ мм}$, для труб остальных размеров $\pm 0,79 \text{ мм}$. Допуск на толщину стенки — 12,5%. Допускаемые отклонения массы партии труб — 1,75%, а для отдельной трубы $_{-3,5}^{+6,5}\%$.

Внутренний диаметр гладких труб, а также труб с высаженными наружу концами проверяют цилиндрической оправкой длиной 1070 мм. Диаметр оправки должен быть меньше номинального внутреннего диаметра трубы на 2,38 мм для труб диаметром 73 мм и менее и на 3,18 мм — для труб диаметром 88,9 мм и более. По длине трубы изготовляют двух размеров: 6,10—7,32 и 8,53—9,75 м, причем в партии, составляющей груз железнодорожного вагона, трубы не должны отличаться по длине более чем на 0,61 м.

Все трубы из стали группы прочности Р-105 подвергаются неразрушающему методу контроля: ультразвуковому, электромагнитному или с помощью магнитных порошков. Трубы из сталей других групп прочности проверяются по требованию заказчика. У электросварных труб проводится обязательная проверка шва ультразвуковым или электромагнитным методом контроля.

В табл. 22.3 приведены размеры, масса, а также сминающие и внутренние давления, растягивающие усилия, рассчитанные для гладких труб.

Формулы для расчета наименьших сминающих давлений для труб из стали групп прочности по стандартам 5А и 5АС АНИ, а также формулы для расчета внутреннего давления и растягивающей нагрузки приведены в гл. 16.

Для труб из стали группы прочности Р-105 при отношении наружного диаметра трубы к толщине стенки (D/s) меньше 12,56

Таблица 22.3

Характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ

Наружный диаметр трубы <i>D</i> , мм	Толщина стенки <i>s</i> , мм	Внутренний диаметр трубы, <i>d</i>	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наименьшее сминающее давление, МПа					Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа					Растягивающее усилие, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН				
				H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105	H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105	H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105
26,7 (1,050")	2,87	21,0	1,68	53,0	72,8	99,4	106,0	—	51,9	71,4	97,4	103,9	—	59	81	111	118	—
33,4 (1,315")	3,38	26,6	2,50	50,1	68,9	94,0	100,3	—	48,8	67,1	91,5	97,6	—	88	121	165	176	—
42,2 (1,660")	3,18	35,8	3,05	38,4	52,8	—	—	—	36,3	50,0	—	—	—	108	149	—	—	—
	3,56	35,1	3,38	42,6	58,5	79,8	85,2	—	40,7	56,0	76,3	81,4	—	119	164	223	238	—
48,3 (1,900")	3,18	41,9	3,53	33,9	45,8	—	—	—	31,8	43,6	—	—	—	125	172	—	—	—
	3,68	40,9	4,05	38,9	53,4	72,9	77,8	—	36,8	50,7	69,1	73,6	—	142	196	267	285	—
52,4 (2,063")	3,96	44,5	4,74	38,5	53,0	72,3	77,1	—	36,5	50,2	68,4	73,0	—	167	229	312	333	—
60,3 (2 3/8")	4,24	51,8	5,87	36,1	49,6	65,6	68,8	—	33,9	46,7	63,6	67,8	—	206	283	386	412	—
	4,83	50,6	6,60	40,6	55,8	76,1	81,2	106,6	38,6	53,1	72,4	77,2	101,4	232	319	435	464	609
	6,45	47,4	8,56	—	—	98,8	105,4	138,3	—	—	96,8	103,2	135,5	—	—	565	602	790
73,0 (2 7/8")	5,51	62,0	9,18	38,5	53,0	72,2	76,9	96,6	36,4	50,1	68,3	72,9	95,6	322	443	605	645	846
	7,82	57,4	12,57	—	—	98,9	105,5	138,5	—	—	96,9	103,4	135,8	—	—	829	884	1160

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Наименьшее сминающее давление, МПа					Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа					Растягивающее усилие, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН				
				H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105	H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105	H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105
				88,9 (3 1/2")	5,49 6,45 7,34 9,52	77,9 76,0 74,2 69,9	11,29 13,12 14,76 18,65	31,9 37,1 41,8 —	41,2 51,0 57,4 —	52,0 69,2 78,3 98,9	54,3 72,6 83,6 105,6	— 90,0 — 138,5	29,8 35,0 39,9 —	41,0 48,2 54,8 —	55,8 65,7 74,7 96,9	59,6 70,1 79,7 103,4	— 92,0 — 135,8	396 461 518 —
101,6 (4")	5,74 6,65	90,1 88,3	13,57 15,58	28,0 33,8	35,2 45,4	43,8 58,0	45,4 60,7	— —	27,3 31,6	37,5 43,4	51,2 59,3	54,5 63,2	— —	477 547	656 753	895 1026	954 1095	— —
114,3 (4 1/2")	6,88	100,5	18,23	31,0	39,4	49,6	51,7	—	29,1	40,0	54,5	58,1	—	641	881	1201	1281	—

наименьшие сминающие давления (МПа) определяют по формуле

$$p_{см} = 2 \sigma_{т \min} \frac{D/s - 1}{(D/s)^2},$$

при D/s от 12,57 до 20,66

$$p_{см} = \sigma_{т \min} \left[\frac{3,162}{D/s} - 0,0795 \right] - 18,620.$$

Коэффициент запаса прочности на сопротивляемость смятию обычно принимается равным 1,125, а коэффициент запаса прочности на сопротивляемость труб внутреннему давлению — равным 1,0—1,1 по отношению к наименьшим расчетным давлениям.

Стандартами 5А, 5АХ, 5АС и 5В АНИ предусмотрены муфтовые соединения для насосно-компрессорных труб без высадки и с высаженными наружу концами, а также безмуфтовые соединения Интеграл для труб диаметром 33,4—52,4 мм, имеющих с одной стороны раструб для внутренней резьбы, а с другой — небольшое обратие для наружной резьбы.

Страгивающая нагрузка для муфтовых соединений гладких насосно-компрессорных труб и безмуфтовых соединений Интеграл определяется, согласно Бюллетеню 5С2 АНИ, в зависимости от площади поперечного сечения трубы под последним витком резьбы по формуле

$$P = \sigma_{т \min} \frac{\pi [(D - 2h_1)^2 - d^2]}{4},$$

где h_1 — глубина резьбы (1,41 мм для резьбы с шагом 2,54 мм и 1,81 мм для резьбы с шагом 3,175 мм).

Для труб с высаженными наружу концами допустимые растягивающие усилия находят в зависимости от площади поперечного сечения трубы.

На рис. 22.1 показано соединение гладких насосно-компрессорных труб. По требованию заказчика муфты могут изготавливаться со скосами по наружному диаметру под элеватор 20°. Основные

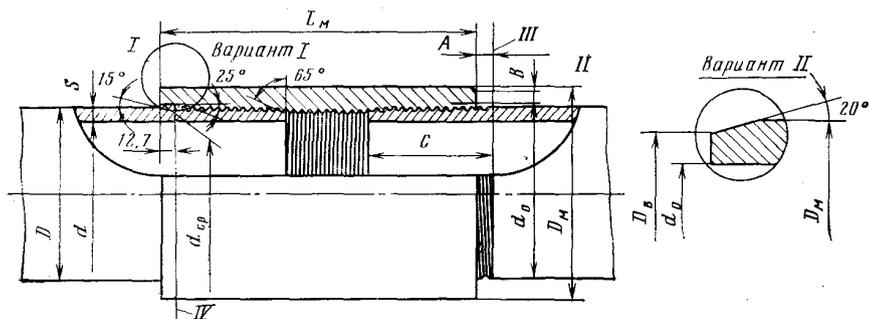


Рис. 22.1. Соединение гладких насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ: I — соединение, свинченное на станке; II — соединение, свинченное вручную; III — конец сбега резьбы; IV — основная плоскость

Таблица 22.4

Соединения гладких насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ (размеры в мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр трубы d	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{ср}$	Общая длина резьбы G	Наружный диаметр муфты D_M	Длина муфты L_M	Ширина торцевой плоскости B	Диаметр расточки муфты d_6	Диаметр торцевой плоскости у муфт со скосами $20^\circ D_B$	Страгивающие нагрузки, кН, для сталей группы прочности					Рекомендуемый момент свивчивания, Н·м				
										H-40	J-55	C-75	L-80 N-80	P-105	H-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105
26,7 (1,050")	2,87	21,0	25,334	27,8	33,4	81,0	1,6	28,3	30,0	28	39	53	57	—	190	240	310	340	—
33,4 (1,315")	3,38	26,6	32,065	28,6	42,2	82,6	2,4	35,0	37,8	49	67	91	97	—	280	370	490	520	—
42,2 (1,660")	3,56	35,1	40,828	31,8	52,2	88,9	3,2	43,8	47,2	69	95	130	138	—	370	470	620	660	—
48,3 (1,900")	3,68	40,9	46,924	34,9	55,9	95,2	1,6	49,9	52,1	85	117	159	170	—	430	560	730	770	—
60,3 (2 3/8")	4,24	51,8	58,989	41,3	73,0	108,0	4,8	61,9	66,7	134	184	251	268	—	640	830	1080	1150	—
	4,83	50,6	58,989	41,3	73,0	108,0	4,8	61,9	66,7	160	220	300	320	420	760	990	1300	1380	1740
	6,45	47,4	58,989	41,3	73,0	108,0	4,8	61,9	66,7	—	—	430	458	601	—	—	1870	1980	2490
73,0 (2 7/8")	5,51	62,0	71,689	52,4	88,9	130,2	4,8	74,6	81,0	235	323	440	470	616	1080	1420	1870	1990	2510
	7,82	57,4	71,689	52,4	88,9	130,2	4,8	74,6	81,0	—	—	664	709	930	—	—	2830	3000	3780
88,9 (3 1/2")	5,49	77,9	87,564	58,8	108,0	142,9	4,8	90,5	98,4	289	398	543	579	—	1250	1640	2170	2300	—
	6,45	76,0	87,564	58,8	108,0	142,9	4,8	90,5	98,4	354	487	663	708	929	1520	2010	2640	2210	3550
	7,34	74,2	87,564	58,8	108,0	142,9	4,8	90,5	98,4	412	566	772	823	—	1780	2330	3080	3270	—
	9,52	69,9	87,564	58,8	108,0	142,9	4,8	90,5	98,4	—	—	1030	1100	1440	—	—	4110	4350	5500
101,6 (4")	5,74	90,1	99,866	60,3	126,0	146,0	4,8	103,2	111,1	320	440	600	640	—	1270	1680	2220	2360	—
114,3 (4 1/2")	6,88	100,5	112,566	65,1	132,1	155,6	4,8	115,9	123,2	464	638	870	928	—	1790	2360	3120	3310	—

данные о соединениях гладких насосно-компрессорных труб приведены в табл. 22.4.

Соединение насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами показано на рис. 22.2. Для труб диаметрами 60,3; 73,0 и 88,9 мм могут изготавливаться муфты с уменьшенным наружным диаметром. По требованию заказчика муфты могут поставляться со скосами по наружному диаметру под элеватор 20° . Основные размеры соединений насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами и рекомендуемые моменты свинчивания приведены в табл. 22.5.

Безмуфтовые соединения Интеграл (рис. 22.3 и табл. 22.6) применяют на трубах диаметром 33,4—52,4 мм. Резьба соединений Интеграл взаимозаменяема с резьбой гладких насосно-компрессорных труб.

Для стандартных соединений насосно-компрессорных труб используют резьбы с конусностью 1:16, углом профиля 60° и шагом 3,175 мм или 2,54 мм.

Допускаемые отклонения по конусности на длине 100 мм $+0,52$ / $-0,26$ мм, по шагу $\pm 0,076$ мм на длине 25,4 мм и $\pm 0,152$ мм на всей длине. Допуск на глубину резьбы $+0,051$ / $-0,102$ мм.

Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании от руки равно 6,35 мм для резьбы с шагом 3,175 мм и 5,08 мм для резьбы с шагом 2,54 мм.

Фирма «Хайдрил» применяет для насосно-компрессорных труб безмуфтовые соединения с двухступенчатой цилиндрической резьбой FJ, Супер FJ, А-95 (рис. 22.4, а), CS, РН-6 (рис. 22.4, б). Соединение FJ выполнено в габаритах тела трубы, прочность соеди-

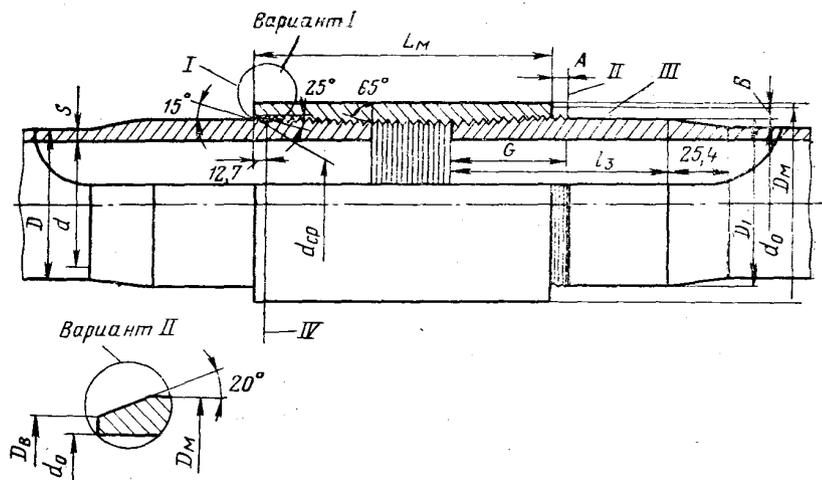


Рис. 22.2. Соединение труб с высаженными наружу концами по стандартам АНИ:

I — соединение, свинченное на станке; II — конец сбега резьбы; III — соединение, свинченное вручную; IV — основная плоскость

Таблица 22.5

Соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами по стандартам АНИ. Размеры (мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр трубы d	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Общая длина резьбы C	Наружный диаметр высадки D_1	Длина до переходной части L_2	Наружный диаметр муфты D_M		Диаметр расточки муфты d_0	Длина муфты L_M	Ширина торцовой плоскости муфты B	Диаметр торцовой плоскости у муфты со скосами $20^\circ D_B$		Рекомендуемый оптимальный крутящий момент свинчивания, Н·м				
							нормальный	уменьшенный				нормальный	уменьшенный	Н-40	J-55	C-75	L-80, N-80	P-105
26,7 (1,050")	2,87	21,0	32,065	28,6	33,4	60,3	42,4	—	35,0	82,6	2,4	37,8	—	600	770	1000	1070	—
33,4 (1,315")	3,38	26,6	39,970	31,8	37,3	63,5	48,3	—	38,9	88,9	2,4	42,8	—	620	810	1060	1130	—
42,2 (1,660")	3,56	35,1	44,701	34,9	46,0	66,7	55,9	—	47,6	95,2	3,2	51,0	—	720	940	1230	1300	—
48,3 (1,900")	3,68	40,9	51,845	36,5	53,2	68,3	63,5	—	54,8	98,4	3,2	58,3	—	910	1190	1560	1650	—
60,3 (2 3/8")	4,83 6,45	50,6 47,4	64,148 64,148	49,2 49,2	65,9 65,9	101,6 101,6	77,8 77,8	73,9 73,9	67,5 67,5	123,8 123,8	4,0 4,0	71,8 71,8	69,9 69,9	1340 —	1750 —	2300 2870	2440 3040	3080 3840
73,0 (2 7/8")	5,51 7,82	62,0 57,4	76,848 76,848	54,0 54,0	78,6 78,6	108,0 108,0	93,2 93,2	87,9 87,9	80,2 80,2	133,4 133,4	5,6 5,6	85,9 85,9	83,2 83,2	1690 —	2240 —	2940 3860	3120 4090	3950 5170
88,9 (3 1/2")	6,45 9,52	76,0 69,9	93,516 93,516	60,3 60,3	95,2 95,2	114,3 114,3	114,3 114,3	106,2 —	96,8 96,8	146,0 146,0	6,4 6,4	104,8 104,8	100,7 100,7	2350 —	3090 —	4080 5480	4340 5820	5490 7360
101,6 (4")	6,65	88,3	106,216	60,5	108,0	114,3	127,0	—	109,6	152,4	6,4	117,5	—	2630	3470	4600	6180	—
114,3 (4 1/2")	6,88	100,5	118,916	66,7	120,6	120,6	141,3	—	122,2	158,8	6,4	131,0	—	2930	3880	5120	5450	—

Примечания: 1. Для труб диаметром 48,3 мм и менее шаг резьбы равен 2,54 мм, для труб диаметром 60,3 мм и более — 3,175 мм.
 2. Наименьший момент свинчивания составляет 75%, а наибольший — 125% от оптимального.

Таблица 22.6
Соединение насосно-компрессорных труб Интеграл по стандартам АНИ
Размеры (мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр трубы d	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d _{cp}	Общая длина G	Ниппельная часть			Муфтовая часть				Сгравивающая патружка, КН				Рекомендуемый оптимальный момент свинчивания, Н·м			
					Наружный диаметр D ₁	Внутренний диаметр d ₁	Длина высадки / mm	Наружный диаметр D _м	Диаметр рас-точка d ₀	Длина высад-ки h, mm	Н-40	Л-55	С-75	Л-80, N-80	Н-40	Л-55	С-75	Л-80, N-80	
33,4 (1,315")	3,38	26,6	32,065	28,6	33,4	24,6	34,9	39,4	35,0	44,4	71	98	133	142	420	540	700	750	
42,2 (1,660")	3,18	35,8	40,828	31,8	42,2	33,0	38,1	47,8	43,8	47,6	99	136	185	197	520	680	880	940	
48,3 (1,900")	3,56	35,1	40,828	31,8	42,2	33,0	38,1	47,8	43,8	47,6	99	136	185	197	520	680	880	940	
52,4 (2,063")	3,18	41,9	46,924	34,9	48,3	38,9	41,3	53,6	49,9	50,8	120	164	224	239	610	790	1030	1100	
	3,96	44,5	51,845	36,5	53,2	42,5	42,9	59,1	54,8	54,0	159	218	298	317	770	1000	1320	1400	

Примечания: 1. Шаг резьбы равен 2,54 мм.
2. Наименьший момент свинчивания составляет 75%, а наибольший — 125% от оптимального.

прессорных труб (табл. 22.7) не отличаются от аналогичных соединений, приведенных в гл. 16.

Безмуфтовое соединение ИJ-3SS выполняется на трубах диаметром от 33,4 до 114,3 мм с высаженными концами. Прочность соединения на 5—20% больше прочности тела трубы. Безмуфтовое соединение FL-4S, выполненное в габаритах тела трубы, разработано для труб диаметром от 60,3 до 114,3 мм. Прочность соединения составляет 45—65% от прочности по телу трубы.

Муфтовое соединение TC-4S равнопрочно с гладкой трубой.

Фирма «Маннесман» изготавливает насосно-компрессорные трубы с муфтовыми соединениями TDS, аналогичными по конструкции соединениям обсадных труб типа BDS, приведенным в гл. 16. В соединении применена резьба типа Батресс с конусностью 1:16, шагом 3,175 мм и глубиной профиля 1,0 мм. В табл. 22.8 приведены моменты свинчивания для соединений TDS с нормальными муфтами.

В соединении VAM (рис. 22.5, табл. 22.9) применена такая же резьба, как и в соеди-

Таблица 22.7

Соединения насосно-компрессорных труб типа IJ-3SS, FL-4S и TC-4S фирмы «Атлас Брэдфорд»

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	IJ-3SS						FL-4S			TC-4S					
			Диаметр соединения, мм		Отношение прочности соединения к прочности тела трубы, %	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м			Отношение прочности соединения к прочности тела трубы, %	Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м		Наружный диаметр муфты, мм		Рекомендуемый момент свинчивания, Н·м			
			наружный	внутренний		J-55	C-75, L-80, N-80	P-105		J-55	C-75, L-80, N-80, P-105	нормальный	уменьшенный	J-55	C-75, L-80, N-80	P-105	
33,4 (1,315")	3,38	26,6	39,7	25,0	120	270	410	540	—	—	—	—	—	—	—	—	—
42,2 (1,660")	3,56	35,1	48,1	33,0	111	540	680	810	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48,3 (1,900")	3,68	40,9	53,9	38,9	110	680	810	1080	—	—	—	—	—	—	—	—	—
52,4 (2,063")	3,96	44,5	59,4	43,2	115	810	1080	1360	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60,3 (2 3/8")	4,83	50,6	68,8	49,4	114	1490	1760	2030	45	540	680	73,0	69,8	1760	2710	3250	
	5,54	49,2	68,8	47,8	111	1760	2030	2300	—	—	—	73,0	69,8	1760	2710	3250	
	6,45	47,4	73,9	45,8	112	2030	2300	2580	55	540	680	73,0	71,1	2440	3390	4070	
	6,63	47,1	73,9	45,6	110	2300	2580	2580	—	—	—	73,0	71,1	2440	3390	4070	
	7,11	46,1	—	—	—	—	—	—	55	680	810	—	—	—	—	—	
	8,53	43,3	79,6	41,8	109	2710	2980	3250	—	—	—	76,2	73,7	3530	4340	5150	

73,0 (2 7/8")	5,51	62,0	82,0	60,4	115	2170	2440	2980	45	810	10°0	88,9	82,6	2300	3530	4070
	7,01	59,0	86,0	57,5	110	2980	3530	4070	55	810	1080	88,9	85,7	2710	4070	4750
	7,82	57,4	89,2	55,9	109	3530	4070	4750	55	950	1220	88,9	85,7	2710	4070	4750
	8,64	55,8	92,3	54,2	109	4070	4750	5420	—	—	—	88,9	87,6	2710	4070	4750
	9,19	54,6	—	—	—	—	—	—	65	950	1220	—	—	—	—	—
	10,29	52,5	95,5	50,9	107	4880	5420	5970	—	—	—	92,1	88,9	3390	4880	5690
	11,18	50,7	95,5	49,1	105	5420	6100	6780	—	—	—	92,1	90,2	3390	4880	5690
88,9 (3 1/2")	5,49	77,9	—	—	—	—	—	—	45	1900	2170	—	—	—	—	—
	6,45	76,0	98,4	74,2	114	2980	3530	4070	55	1900	2170	108,0	100,3	3120	4340	5560
	7,34	74,2	100,3	73,1	109	3530	4070	4750	55	1900	2170	108,0	100,3	3120	4340	5560
	9,35	70,2	—	—	—	—	—	—	65	2030	2300	—	—	—	—	—
	9,52	69,9	108,2	68,2	114	4070	4750	5420	65	2030	2300	108,0	104,1	3800	5020	6370
	11,40	66,1	—	—	—	—	—	—	65	2030	2300	—	—	—	—	—
	12,09	64,7	111,4	62,7	110	5420	6780	8130	—	—	—	111,1	106,7	4070	5420	6780
	12,95	63,0	114,9	60,7	110	6100	7460	8810	—	—	—	111,1	108,0	4070	5420	6780
101,6 (4")	5,74	90,1	—	—	—	—	—	—	45	2710	3120	—	—	—	—	—
	6,65	88,3	111,4	86,4	111	3250	3800	4340	55	2980	3390	114,3	113,0	4070	5420	6100
	7,26	87,1	—	—	—	—	—	—	55	2980	3390	—	—	—	—	—
	8,38	84,8	116,1	83,2	111	4340	4880	5420	55	3250	3660	117,5	114,9	4750	6100	7460
114,3 (4 1/2")	5,21	103,9	—	—	—	—	—	—	45	3390	—	—	—	—	—	—
	5,69	102,9	—	—	—	—	—	—	45	3390	—	—	—	—	—	—
	6,35	101,6	—	—	—	—	—	—	55	3660	4340	—	—	—	—	—
	6,88	100,5	125,5	98,6	112	3390	4070	4750	55	3660	4340	127,0	125,7	3930	5420	6780
	7,37	99,6	—	—	—	—	—	—	55	4070	4750	127,0	125,7	3930	5420	6780
	8,56	97,2	128,5	95,6	109	4750	5420	6100	55	4070	4750	133,3	129,5	4750	6100	7590
	9,47	95,4	—	—	—	—	—	—	65	4340	5020	133,3	129,5	5420	8130	8810
	10,92	92,5	133,6	90,6	108	6100	7460	8810	65	4340	5020	133,3	132,1	6780	8130	9760
	12,70	88,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	136,5	134,6	6780	8130	10170

Таблица 22.8

Соединение TDS фирмы «Маннесман» для насосно-компрессорных труб (размеры, мм)

Наружный диаметр трубы <i>D</i>	Толщина стенки <i>s</i>	Внутрен- ний диаметр трубы <i>d</i>	Наружный диаметр муфты		Длина муфты	Рекомендуемый крутящий момент свинчивания, Н·м							
			нормаль- ный	уменьшен- ный		Нормальный диаметр муфты				Уменьшенный диаметр муфты			
						J-55	C-75, L-80, N-80	C-90, C-95	P-105	J-55	C-75, L-80, N-80	C-90, C-95	P-105
60,3 (2 3/8")	4,83 6,45	50,7 47,4	73,0	68,6	126,2	1350 —	1500 1700	1630 2000	1700 2250	800 —	1000 1000	1200 1200	1300 1300
73,0 (2 7/8")	5,51 7,01 7,82	62,0 59,0 57,4	88,9	82,0	142,2	1900 — —	2080 2530 2900	2350 2900 3350	2700 3200 3600	1200 — —	1500 1550 1600	1700 1800 1900	1900 2050 2150
88,9 (3 1/2")	6,44 7,34 9,52	76,0 74,2 69,9	108,0	98,2	166,2	2900 3250 —	3600 3950 4500	4050 4400 5650	4500 5100 6850	2100 2250 —	2650 2800 3150	2900 3050 3450	3350 3500 4050
101,6 (4")	6,65	82,3	120,6	110,3	170,2	3450	4150	4850	5400	2450	3050	3450	3950
114,3 (4 1/2")	6,88 7,37 8,56	100,5 99,6 97,2	132,1	127,0	174,2	4050 4300 5150	4800 5300 5850	5200 6050 6650	6050 6650 7400	4050 4150 4250	4800 5050 5200	5200 5600 5750	6050 6600 6850

Таблица 22.9

Соединения VAM для насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр трубы D, мм	Толщина стенки s, мм	Рекомендуемый крутящий момент свинчивания, Н·м		
		J-55, K-55	C-75, L-80, N-80, C-95	P-105
60,3 (2 3/8")	4,83	1900	2710	2980
	5,54	2170	2710	2980
	6,45	2440	2980	3120
73,0 (2 7/8")	5,51	3250	3660	3660
	7,01	3930	4200	4200
	7,82	4200	4470	4470
88,9 (3 1/2")	6,45	3930	4880	6370
	7,34	5830	6640	6640
	9,52	6920	7860	7860
	10,50	7320	8270	8270
	11,43	7320	8270	8270
101,6 (4")	3,74	3390	—	—
	6,65	4470	5420	5420
	8,38	5830	6920	6920
	9,65	7860	8810	8810
	10,92	9760	10 850	10 850
114,3 (4 1/2")	5,69	5830	5830	6370
	6,35	6370	6370	6920
	6,88	6370	6370	7320
	7,37	6370	7320	7320
	8,56	7320	7860	7860
	9,65	—	8810	8810
	10,92	—	10 850	10 850

Примечания: 1. Трубы диаметром 114,3 мм могут использоваться как обсадные трубы. Высокопрочные изготавливаются из стали P-110, кроме труб со стенкой 6,88 мм, которые изготавливаются из стали P-105. Для труб с толщинами стенок 8,56 мм и более могут быть использованы также стали с пределом текучести 862 и 1034 МПа.

2. Рекомендуемый крутящий момент свинчивания приведен для муфт с нормальным наружным диаметром.

нении TDS. Герметичность достигается двумя коническими уплотнительными поверхностями: коротким гладким под углом 30° пояском и скошенными под углом 15° упорными торцами.

Стандарты АНИ предусматривают использование насосно-компрессорных труб из стали группы прочности N-80 для бурильных колонн диаметрами 26,7; 33,4; 42,2 и 48,3 мм. Концы труб имеют высадку под приварку высокопрочных замков со специальной замковой резьбой, шагом 4,233 мм и конусностью 1:8. В тех случаях, когда требуется обеспечить высокую герметичность замковых соединений, на основании конуса ниппельной части замка делается

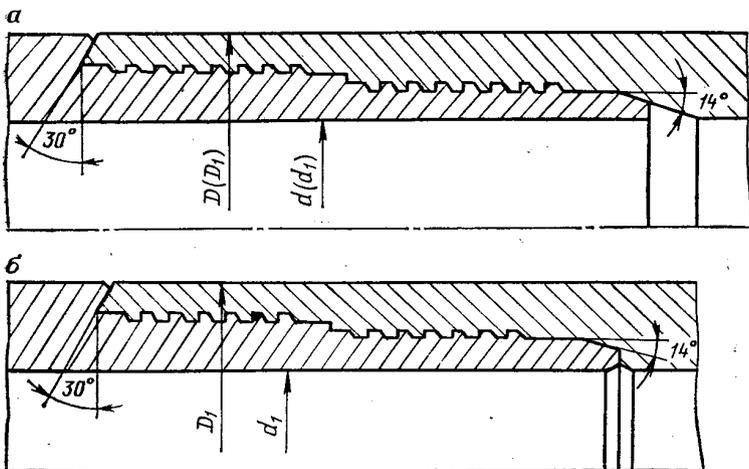


Рис. 22.4. Соединения насосно-компрессорных труб фирмы «Хайдрил»: а — соединение FJ и А-95; б — соединение CS и PH-6

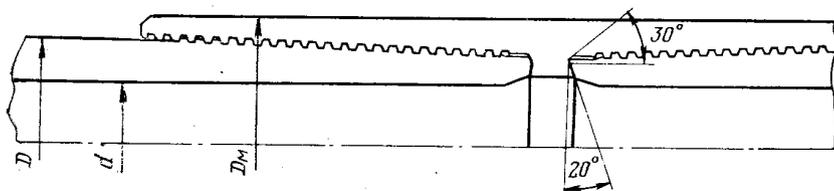


Рис. 22.5. Соединение насосно-компрессорных труб VAM фирмы «Валурек»

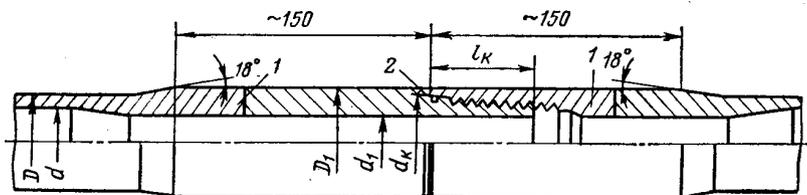


Рис. 22.6. Насосно-компрессорные трубы с приваренными замками, используемые в качестве бурильных труб малого диаметра (по стандартам АНИ). 1 — сварной шов; 2 — уплотнительное кольцо

Таблица 22.10

Размеры насосно-компрессорных труб с приваренными замками (мм)

Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки трубы s	Внутренний диаметр тру- бы d	Наружный диаметр со- единения D_1	Внутренний диаметр со- единения d_1	Обозначение замковой резьбы	Диаметр ос- нования ко- нуса d_k	Длина конуса l_k
26,7 (1,050")	3,91	18,9	34,9	18,3	NC 10	30,2	38,1
33,4 (1,315")	4,55	28,3	41,3	23,0	NC 12	35,4	44,4
42,2 (1,660")	5,03	32,1	46,0	23,8	NC 13	38,6	44,4
48,3 (1,900")	5,56	37,2	54,0	25,4	NC 16	44,1	44,4

кольцевая проточка, в которую вставляется уплотнительное кольцо круглого сечения толщиной 2,6 мм. Приварные замки изготавливаются в соответствии со стандартом 7 АНИ. Размеры насосно-компрессорных труб с высаженными концами и приваренными замками показаны на рис. 22.6 и табл. 22.10.

Раздел IV

ПРОКАТ И РЕМОНТ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

ГЛАВА 23

ТРУБНЫЕ БАЗЫ И ЦЕХИ

Для обеспечения нужд бурения и добычи каждое производственное объединение Министерства нефтяной промышленности должно иметь в своем составе центральную трубную базу, обслуживающую все буровые и нефтегазодобывающие предприятия объединения. При значительном удалении отдельных районов бурения или добычи от центральной трубной базы транспортирование труб на далекие расстояния становится технически и экономически нецелесообразно. В этих случаях в непосредственной близости от перспективных районов добычи нефти и бурения создаются прокатно-ремонтные цехи или площадки, подчиненные центральной трубной базе.

В настоящее время большинство трубных подразделений отличаются друг от друга как по организационной структуре, так и по условиям производства и техническому оснащению.

По организационному построению сохранилось пять разновидностей трубных подразделений: центральные трубные базы объединений (ЦТБ); трубно-инструментальные базы объединений (ТИБ); прокатно-ремонтные цехи труб (ПРЦТ) или труб и турбобуров (ПРЦТ и Т) баз производственного обслуживания (БПО); трубно-инструментальные площадки УРБ и УБР; цехи бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб управлений производственного обслуживания и комплектации (УПТО и К).

Дальнейшая концентрация и специализация предполагает создание во всех объединениях центральных производственных трубных баз, обслуживающих сферу бурения и добычи.

Состав и мощность базы определяются номенклатурой и количеством труб, обрабатываемых ею за год.

Мощность трубной базы определяется исходя из необходимости обеспечить подготовку к эксплуатации и ремонт всех видов труб (бурильных, обсадных и насосно-компрессорных), используемых данным производственным объединением. Ниже приводится расчет мощностей производственных цехов бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб и стеллажного хозяйства деловых дворов центральных трубных баз по методике ВНИИТнефти.

Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации и ремонту бурильных труб

Мощность цеха бурильных труб (труб/год) определится по формуле

$$M_6 = P_n + \frac{P_{об} n_6}{t_6} + (P_{об} + P_{необ}) k_6, \quad (23.1)$$

где P_n — потребность в новых бурильных трубах, труб/год; $P_{об}$ — парк оборотных бурильных труб, труб; $P_{необ}$ — парк необоротных бурильных труб, труб; n_6 — число ремонтов бурильной трубы за срок ее службы; t_6 — срок службы бурильной трубы, лет; k_6 — коэффициент отбраковки бурильных труб для ремонта.

Потребность в новых бурильных трубах (труб/год) находится по формуле

$$P_n = \frac{V P_6}{g_6 l_6}, \quad (23.2)$$

где V — годовой объем проходки, м; P_6 — норма расхода бурильных труб на 1 м проходки, кг; g_6 — усредненная масса 1 м бурильной трубы, кг; l_6 — длина трубы, принятая для расчета, м.

Парк оборотных бурильных труб находится по формуле

$$P_{об} = \frac{m_{ст} h}{l_6} L, \quad (23.3)$$

где $m_{ст}$ — число одновременно действующих буровых установок; l_6 — длина бурильной трубы, принятая для расчета, м; h — средняя глубина скважины, м; L — коэффициент запаса; $P_{необ}$ — парк необоротных бурильных труб с левой резьбой по рекомендациям Гипровостокнефти принимается равным числу труб для комплектования одной, наиболее глубокой скважины; n_6 , t_6 , k_6 , L — принимаются на основе накопленных статистических материалов прошлых лет по данному району.

Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации обсадных труб

Годовая потребность в обсадных трубах определяется по формуле

$$M_0 = \frac{V P_0}{g_0 l_0}, \quad (23.4)$$

где V — годовой объем проходки, м; P_0 — норма расхода обсадных труб на 1 м проходки, кг; g_0 — усредненная масса 1 м обсадной трубы, кг; l_0 — длина обсадной трубы, принятая для расчета, м.

Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб

Мощность цеха насосно-компрессорных труб (труб/год) находится по формуле

$$M_{\text{нкт}} = H_{\text{н}} + H_{\text{а}} + H_{\text{кр}} + \frac{\sum P_{\text{нкт } i} n_{\text{нкт } i}}{t_{\text{нкт}}} k + H_{\text{н}}, \quad (23.5)$$

где $H_{\text{н}}$ — годовая потребность в насосно-компрессорных трубах для оборудования новых скважин, труб; $H_{\text{а}}$ — годовая потребность в трубах на амортизацию, труб; $H_{\text{кр}}$ — годовая потребность в трубах на капитальный ремонт скважин, труб; $P_{\text{нкт } i}$ — парк насосно-компрессорных труб данного типа скважин, труб; $n_{\text{нкт } i}$ — среднее число ремонтов и профилактических осмотров трубы в цехе за год для данного типа скважин; k — коэффициент, учитывающий неисправимые дефекты труб, обнаруженные непосредственно на промысле; $t_{\text{нкт}}$ — средний срок службы трубы, лет; $H_{\text{н}}$ — годового объема пропарки труб от парафиново-смолистых отложений на устье скважин, труб.

$H_{\text{н}}$ определяется по формуле

$$H_{\text{н}} = n_{\text{н}} L/l, \quad (23.6)$$

где $n_{\text{н}}$ — годовое число вновь вводимых в эксплуатацию скважин; L — средняя длина подвески насосно-компрессорных труб в новых скважинах, м; l — средняя длина трубы, м.

$H_{\text{а}}$ рассчитывается по формуле

$$H_{\text{а}} = \frac{P_{\text{нкт}}}{t_{\text{нкт}}}, \quad (23.7)$$

где $P_{\text{нкт}}$ — парк насосно-компрессорных труб; $t_{\text{нкт}}$ — средний срок службы насосно-компрессорных труб, лет.

$H_{\text{н}}$ определится по формуле

$$H_{\text{н}} = L n_{\text{м}},$$

где L — средняя длина подвески труб в скважине, м; $n_{\text{м}}$ — годовое число ремонтов, связанных с пропаркой труб от парафиново-смолистых отложений на устье скважины.

Генеральный план Центральной трубной базы

ВНИИТнефть рекомендует разработанные им генеральные планы производственных трубных баз трех типов, отличающихся своей мощностью.

Тип I — мощность: 60—90 тыс. бурильных труб, 100—150 тыс. обсадных труб и 90—150 тыс. насосно-компрессорных труб. Общая площадь участка 8,5 га.

Тип II — мощность: 30—60 тыс. бурильных труб, 50—100 тыс. обсадных труб и 30—90 тыс. насосно-компрессорных труб. Общая площадь участка 6,49 га.

Тип III — мощность: 10—30 тыс. бурильных труб, 10—50 тыс. обсадных труб и до 30 тыс. насосно-компрессорных труб. Общая площадь участка 4,62 га.

В зависимости от числа бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, обрабатываемых центральной трубной базой, последняя может состоять из цехов различных типов. В одну цен-

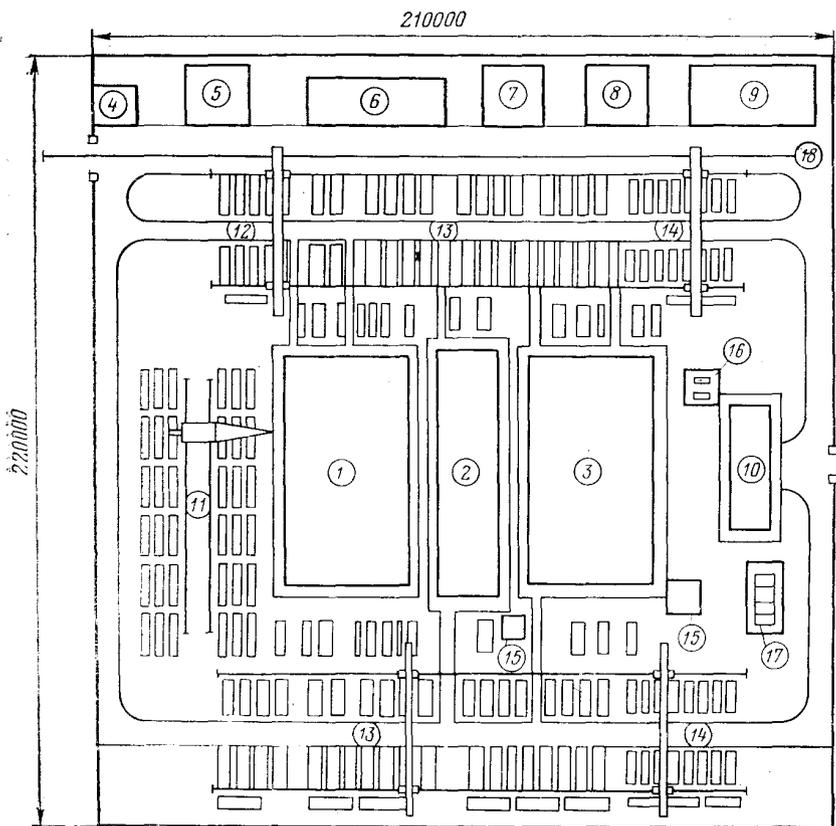


Рис. 23.1. Генеральный план центральной трубной базы, состоящий из трех цехов III типа

тральную трубную базу могут быть объединены цехи, расположенные на разных территориях.

Номенклатуры основных и вспомогательных цехов и других объектов трубных баз сохраняются идентичными для всех трех типов, отличаясь размерами, числом работающих, числом технологического, подъемно-транспортного и другого оборудования и механизмов в соответствии с предусмотренной мощностью.

Рекомендованные генпланы включают три основных цеха: цех по подготовке к эксплуатации и ремонту бурильных труб, цех по подготовке к эксплуатации обсадных труб и цех по подготовке к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб.

На рис. 23.1 показан генеральный план центральной трубной базы III типа, включающий следующие объекты: цех подготовки к эксплуатации и ремонту бурильных труб 1, рассчитанный на обработку 30 000 труб/год, из них новых 10 000 труб и бывших в эксплуатации 20 000 труб; цех по подготовке к эксплуатации обсадных труб 2, рассчитанный на обработку 50 000 труб/год; цех

по подготовке к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб 3, рассчитанный на обработку 30 000 труб/год, из них новых 20 000 труб и бывших в эксплуатации 10 000 труб; открытые склады бурильных труб 11, 12; открытые склады обсадных труб 13 и насосно-компрессорных труб 14; наземный склад для хранения горюче-смазочных материалов 4; кузнечное отделение 5; очистные сооружения оборотного водоснабжения 6; компрессорную 7; котельную 8; складские помещения 9; административно-бытовой корпус 10; площадки для отдыха и игр 15, 16, 17 и железнодорожный подъездной путь 18.

Производственная трубная база выполняет следующие функции:

обеспечивает объекты основного производства трубами и элементами колонн, доставляет их к местам эксплуатации и обратно;

получает и хранит новые трубы, соединительные детали к ним и элементы трубных колонн, контролирует их качество, составляет рекламации;

подготавливает к эксплуатации трубы и элементы колонн, производит их комплектование, контролирует техническое состояние труб в процессе эксплуатации;

- выполняет ремонт и восстановление труб;

осуществляет учет отработки и списание изношенных труб;

изготавливает и ремонтирует нестандартизированные элементы колонн и приспособления;

участвует в расследовании аварии с трубами;

участвует в разработке и реализации мероприятий по предотвращению аварий;

производит контроль за соблюдением условий правильной эксплуатации труб;

осуществляет рекламационную деятельность.

Для выполнения перечисленных функций Центральная трубная база помимо основных цехов должна располагать: службой технического контроля, включающей лаборатории: измерительную и неразрушающего контроля труб; механико-энергетической службой, включающей участки механический, энергетический и инструментальный, а также отделами: производственным, техническим, технического контроля, планово-экономическим, организации труда и заработной платы, бухгалтерией. Если отдел или служба не создаются из-за небольшого объема работ, то необходимые функции выполняются отдельными специалистами этого профиля.

Производственные цехи организуются при численности работающих не менее 75 человек. При меньшей численности работающих могут быть созданы одноименные участки. При производственной необходимости могут быть объединены два цеха.

Цех бурильных труб

Цех предназначен для подготовки к эксплуатации и для ремонта следующих типов труб:

сборной конструкции — с высаженными внутрь и наружу концами (типы 1 и 2 по ГОСТ 631—75) — 2%, с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (типы 3 и 4 по ГОСТ 631—75) — 13,6%;

с приваренными соединительными концами ТБПВ — 70%;

трубы бурильные из алюминиевых сплавов АБТ — 10%;

утяжеленные бурильные трубы УБТ — 4%;

ведущие бурильные трубы ВБТ — 0,4%.

Технологическое оборудование для цеха III типа размещается в типовом здании размером 36×90 м по проекту БашНИПИнефть.

В пролетах расположены поточная линия по ремонту бурильных труб, бывших в эксплуатации; линия подготовки к эксплуатации бурильных труб и линия ремонта и подготовки к эксплуатации утяжеленных бурильных и ведущих труб.

Ремонт бурильных труб типа ТБПВ и по ГОСТ 631—75 выполняется по следующей схеме: с прицевого механизированного стеллажа трубы по рольгангу поступают на моечную машину. Отмытые трубы подаются на стеллаж контроля, а затем на дефектоскопическую установку «БУР-2». Трубы, требующие правки, краном подаются на правильный пресс типа ПБТ1—50 М. Если замковые детали, смонтированные на трубах, требуют восстановления наружной цилиндрической поверхности, то такие трубы через накопительный стеллаж поступают к сварочным автоматам А-580 М, затем на трубонарезные станки модели 9125 М для обработки наплавленной поверхности и ремонта замковой резьбы.

Отремонтированные трубы через накопительный стеллаж поступают на проверочный стенд. Трубы, признанные годными, маркируются и передаются на стеллаж для навинчивания предохранительных деталей. Готовые трубы по рольгангу выдаются на прицевой механизированный стеллаж.

Трубы по ГОСТ 631—75, требующие ремонта трубной резьбы, после мойки, дефектоскопии и правки по рольгангу подаются на прицевой механизированный стеллаж линии подготовки к эксплуатации бурильных труб.

Удаление изношенных замковых деталей и ремонт трубных резьб производится на трубонарезных станках. Одновременно на трубах типов 1 и 2 протачивается поясok под стабилизирующее кольцо. На трубы с отремонтированной резьбой навинчиваются новые бурильные замки, предварительно нагретые в индукционном нагревателе УИНЗ-1.

Контейнер с замками подается к моечной машине, где замки отмываются и передаются для подготовки к сборке. При монтаже замковых деталей на трубы типов 1 и 2 вначале насаживают стабилизирующие кольца, подогретые в нагревателе УИНЗ-1. После навинчивания замковые детали привариваются к стабилизирующим кольцам на сварочных автоматах А-580 М. Затем на трубы наносится маркировка и устанавливаются предохранительные детали. Трубы типов 3 и 4 по ГОСТ 631—75 после навинчивания замковых

деталей маркируют и навинчивают предохранительные детали. Затем трубы по рольгангу выдаются на прицеховой стеллаж.

Алюминиевые бурильные трубы ремонтируются по такой же схеме, как и трубы по ГОСТ 631—75, за исключением труб, требующих сборки с замками. Такие трубы после проверки поступают на стеллаж, где производятся обезжиривание трубной резьбы, нанесение герметика и предварительное навинчивание замковых деталей. Окончательно замковые детали свинчиваются с трубами на специальном стенде конструкции ВНИИТнефти.

Маршрут ремонта утяжеленных бурильных труб и ведущих труб аналогичен маршруту ремонта труб по ГОСТ 631—75.

Новые трубы передаются на проверочный стенд, на котором производятся снятие предохранительных колец, чистка резьб, инструментальный контроль и дефектоскопическая проверка, после чего трубы маркируют и устанавливают предохранительные детали.

Новые трубы по ГОСТ 631—75 подаются на установку индукционного нагрева УИНЗ-1 для навинчивания замковых деталей. При этом на трубах типа 1 и 2 должны быть предварительно проточены пояски под стабилизирующие кольца. Дальнейшая схема движения труб аналогична схеме движения данных типов труб при ремонте.

Новые ведущие и утяжеленные бурильные трубы для подготовки к эксплуатации подаются по рольгангу к рабочему месту, на котором производится снятие предохранительных деталей, чистка резьбы, инструментальный и дефектоскопический контроль. Затем замковые резьбы упрочняются обкаткой на трубонарезных стенках. Подготовленные УБТ маркируются, снабжаются предохранительными деталями и по рольгангу выдаются на прицеховой стеллаж.

Ведущие трубы подаются к установке УИНЗ-1 для навинчивания переводников и приварки их к ведущим трубам на сварочном автомате А-580 М. Дальнейшее движение аналогично движению УБТ.

Цех обсадных труб

Цех предназначен для подготовки к эксплуатации обсадных труб всех типоразмеров.

Все технологическое и подъемно-транспортное оборудование цеха III типа размещено в одном 18-метровом пролете длиной 108 м типового здания, выполненного по проекту БашНИПИнефти.

Операции по подготовке к эксплуатации обсадных труб выполняются по следующей схеме.

С прицевого механизированного стеллажа трубы по рольгангу подаются к стенду для снятия предохранительных деталей с резьбовых концов и чистки резьбы, затем поступают на дефектоскопическую установку «Дина-1» для контроля тела трубы, резьбовых концов и измерения толщины стенок. Затем трубы подаются на стеллаж для инструментального контроля резьб, длины, диаметра и кривизны.

После выполнения перечисленных операций трубы рольгангом передаются на установку для шаблонирования и после проверки внутреннего диаметра поступают на установку для гидравлического испытания модели У-700А.

При обнаружении негерметичности резьбового соединения трубы по рольгангу поступают на муфтонаверточный станок модели 98Д53 для доворота муфт, после чего они вновь подвергаются гидравлическим испытаниям. Затем трубы подаются для маркировки, комплектации и надевания предохранительных деталей на стеллаж, а с него рольгангом — на прицеховой механизированный стеллаж. Трубы, требующие ремонта резьбы, поступают в трубонарезной станок модели 98Н53 и затем подаются для гидравлического испытания. Далее трубы движутся по маршруту основного технологического потока.

Трубы, признанные негодными, подаются на прицеховой механизированный стеллаж для бракованных труб.

Цех насосно-компрессорных труб

Для цеха III типа все технологическое и подъемно-транспортное оборудование размещено в типовом здании размером 18×84 м по проекту БашНИПИнефти.

Операции по ремонту и подготовке к эксплуатации насосно-компрессорных труб выполняются по следующей схеме.

Ремонт труб. С прицехового механизированного стеллажа трубы по рольгангу поступают на моечную установку модели Р.20. Мойке подвергаются наружная и внутренняя поверхности трубы.

Вымытые трубы подаются на стеллаж для инструментального контроля длины, диаметра и кривизны трубы, а затем на проверочный стенд для контроля параметров резьбы и резьбовых концов и измерения толщины стенок.

После контрольных операций трубы, у которых забракованы муфты, передаются на муфтонаверточный станок типа 98Д15 для отвинчивания муфт. Трубы с забракованными резьбами подаются на трубонарезные станки для отрезки патрубков, а затем на трубонарезные станки модели 91Н15. Отремонтированные трубы по рольгангу поступают в муфтонаверточный станок модели 98Д15 для наворота муфт.

Далее трубы через промежуточный стеллаж и рольганги подаются на стенд для шаблонирования по внутреннему диаметру и на установку для гидравлического испытания.

Трубы, прошедшие гидроиспытание и пригодные для дальнейшей эксплуатации, подаются в приспособление для нанесения маркировки. Промаркированные трубы комплектуются предохранительными деталями и укладываются на прицеховой механизированный стеллаж.

Изготовление новых муфт. Новые муфты взамен выбракованных изготавливаются из заготовок на муфторасточном станке модели 91П25Е и муфтонарезном станке модели 91М25. После контроля

качества муфты поступают в отделение фосфатирования, где проходят следующие технологические операции: обезжиривание, промывку в теплой и холодной воде, нитритную обработку, фосфатирование, промывку в холодной воде, пассивирование, сушку. Готовые муфты подаются контейнером к муфтонавертчному станку 98Д15.

Трубы, признанные негодными по результатам неразрушающего контроля, шаблонирования и гидравлических испытаний, удаляют из цеха.

Подготовка новых труб к эксплуатации. С прицехового механизированного стеллажа новые трубы подаются в цех на стеллаж, где с них снимаются предохранительные детали и производится чистка резьбы. Здесь же осуществляется инструментальный контроль длины, диаметра и кривизны трубы. Затем трубы подаются на проверочный стенд для контроля параметров резьбы. Далее трубы поступают на дефектоскопическую установку Дина-1 для контроля тела трубы, резьбовых концов и измерения толщины стенок. С установки трубы по рольгангу подаются на стенд для шаблонирования по внутреннему диаметру и на установку для гидравлического испытания.

Трубы, прошедшие гидроиспытание по рольгангу, через прицеховой механизированный стеллаж подаются на установку для дробеструйной очистки внутренней поверхности трубы и продувки сжатым воздухом для удаления остатков пыли и влаги. После этого трубы подаются на установку для нанесения защитных покрытий. Внутренняя поверхность труб малого диаметра до 73 мм покрывается на установке манжетным способом, а внутренняя поверхность труб диаметром выше 73 мм — методом распыления. Высушенные на воздухе трубы подаются в печь для горячей сушки покрытия. После горячей сушки производится контроль покрытия и затем трубы возвращаются для нанесения второго слоя (покрытие наносится в три слоя).

После трехкратного покрытия трубы подаются в приспособление для нанесения маркировки. Затем трубы комплектуются предохранительными деталями и выдаются на прицеховой механизированный стеллаж, с которого раскладываются на стеллажи для готовых труб.

Для конкретных условий разработка рабочих проектов трубных баз выполняется применительно к местным условиям с учетом рекомендованных ВНИИТнефтью типовых технологических планов цехов. Например, учитывая небольшой объем работ по бурильным и обсадным трубам и условия транспортирования труб, допускается строительство трубной базы с совмещенным цехом бурильных и обсадных труб.

Ремонт бурильных труб

Своевременный и качественный контроль, ремонт и восстановление труб и замков могут значительно увеличить надежность бурильной колонны. Особо важное значение имеют контроль, профилактика и ремонт бурильных труб при проводке глубоких скважин, где нарушение прочности колонны сопровождается длительными простоями, авариями, а иногда и потерей скважины.

Технологическая схема ремонта бурильных труб в трубных базах производственных объединений Министерства нефтяной промышленности приведена на рис. 24.1.

Приемка, визуальный контроль, складирование труб

Приемка. Бурильные трубы и элементы колонн, бывшие в эксплуатации, должны поступать в трубные базы после окончания бурения каждой скважины очищенными от загрязнения и покомплектно. При сдаче труб на профилактическое обслуживание и ремонт буровые предприятия передают трубной базе выписку из журнала учета работы комплекта.

Визуальный контроль и сортировка по видам ремонта. Визуальному контролю подвергаются все трубы и соединительные детали, поступившие в трубную базу буровых. В процессе визуального контроля отбраковываются трубы, имеющие следующие дефекты:

значительные вмятины, плены, закаты, раковины, трещины, пещины и другие видимые пороки на наружных и внутренних поверхностях;

забоины, выкрошенные нитки, рванины, разрыв и другие нарушения целостности резьб на трубах и соединительных деталях, исключающие возможность ремонта;

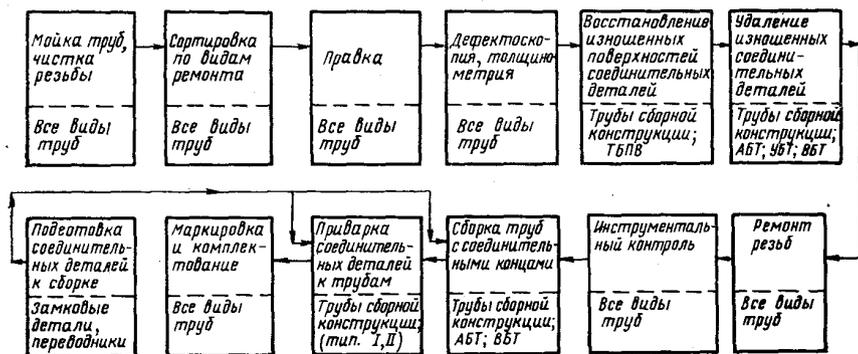


Рис. 24.1. Технологическая схема ремонта бурильных труб

искривление труб, не поддающееся правке;

протертые и промытые канавки на теле труб, глубокие вмятины от клиновых захватов, значительный износ опорного торца муфты, промытые кольцевые канавки вблизи опорного торца, глубина которых превышает 3 мм;

большую сработку ребер ведущих труб, не подлежащую восстановлению.

Окончательно забракованные трубы исключаются из потоков. На них краской наносят надпись «Брак» и складировуют на стеллажах забракованных труб.

Одновременно с визуальным контролем определяется дальнейший маршрут труб. Трубы, требующие восстановления и ремонта, сортируются по видам работ и через участок дефектоскопии и толщинометрии направляются на правку, удаление изношенных соединительных деталей, ремонт резьб, подрезку опорных поверхностей муфтовых деталей, приварку опорных колец, наплавку сработанных ребер ведущих труб и др. На каждой трубе контролер наносит краской или мелом условное обозначение вида работ, который надлежит выполнить. Трубы, не требующие ремонта и восстановления, направляются через участок дефектоскопии на инструментальный контроль.

Складирование. Трубы складировуются на стеллажах операционного двора трубной базы. Новые трубы и трубы, бывшие в эксплуатации, складировуются раздельно так, чтобы их удобно было транспортировать в цех. Подготовленные к эксплуатации и замаркированные трубы складировуются покомплектно.

Трубы укладываются на стеллажи в один или несколько рядов. Опорная поверхность стеллажей должна отстоять от нулевой отметки не менее чем на 300 мм и быть горизонтальной во избежание самопроизвольного перекатывания труб. С этой же целью по концам стеллажей прикрепляются металлические упоры. При укладке труб в несколько рядов рядами прокладываются деревянные прокладки толщиной 35—40 мм. Высота штабеля не должна превышать 3 м при укладке труб подъемными механизмами и 1,5 м при ручной укладке.

На каждом стеллаже укладываются трубы, имеющие одинаковую техническую характеристику: тип труб, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, профиль и направление резьб, класс труб. К стеллажу или рядом с ним прикрепляется табличка с указанием технической характеристики размещенных на нем труб.

У труб, предназначенных для длительного хранения, резьбы смазываются антикоррозионной смазкой и защищаются от повреждений предохранительными деталями. Бурильные замки и переходники, не свинчатые с трубами, хранятся в закрытых помещениях или под навесами свинчатые покомплектно, уложенные по типоразмерам вертикально или в штабели на деревянном или асфальтированном основании. Свободные резьбы защищаются от повреждений предохранительными деталями.

Мойка и чистка труб и соединительных деталей

Трубы, поступающие в трубную базу для профилактики и ремонта, подвергаются чистке и мойке с целью создания условий для качественного выполнения последующих контрольных и технологических операций.

Очистка и мойка труб осуществляется при помощи специализированной моечной установки конструкции ВНИИТнефти. Наружная поверхность очищается вращающимися металлическими щетками. Наружную и внутреннюю поверхности трубы отмывают напорной струей воды, подогретой до 90°C. При небольшом объеме производства для отмывки наружной поверхности труб могут быть использованы моечные установки, выпускаемые заводами автоспецоборудования.

Бурильные замки и переводники перед навинчиванием на трубы подвергаются мойке для удаления антикоррозионных покрытий и загрязнений. Операция производится на специализированной машине для мойки бурильных замков. Мойка наружных и внутренних поверхностей замковых деталей осуществляется горячей водой при давлении 0,5 МПа и температуре 90°C, подающейся через наружное и внутреннее душевые устройства.

При необходимости очистки загрязненных резьб у замковых деталей, навинченных на трубы, могут быть использованы приспособления конструкции ВНИИТнефти для очистки ниппельных и муфтовых резьб Р.51. Очистка производится вращающимися металлическими щетками. Приводом приспособления служит ручная пневматическая сверлильная машина.

Правка труб

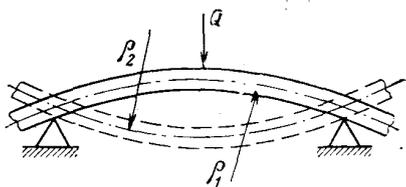
В процессе эксплуатации часть бурильных труб получает искривления, выходящие за пределы допустимых. Для устранения образовавшейся непрямолинейности трубы подвергают правке в холодном состоянии.

Холодная правка труб относится к числу широко и давно применяемых технологических операций при ремонте труб. Однако этот метод правки имеет ряд недостатков, основным из которых следует считать то, что в холодноправленной трубе имеются остаточные напряжения и она может легко изменить прямолинейную форму при воздействии на нее силовых факторов, противоположных по знаку тем, которые были применены при холодной правке.

Правка труб может выполняться однократным или многократным изгибом. Сущность метода правки однократным изгибом заключается в том, что искривленный участок трубы с радиусом кривизны ρ_1 изгибают в противоположном направлении, придав ему обратную кривизну такого радиуса ρ_2 , чтобы после некоторой выдержки и снятия внешней нагрузки Q выпрямляемый участок трубы принял прямолинейную форму (рис. 24.2).

Сущность метода правки двукратным изгибом состоит в том,

Рис. 24.2. Схема правки труб



что искривленному участку трубы придается обратная кривизна такой величины, чтобы после снятия давления труба на этом участке получила некоторое остаточное искривление в направлении, обратном первоначальному искривлению. Затем трубу вновь правят для ликвидации получившегося остаточного искривления с таким расчетом, чтобы после снятия давления труба оказалась прямолинейной. Правка двукратным изгибом заметно снижает вредный эффект холодного деформирования металла трубы. Еще значительней может быть снижен вредный эффект холодной правки путем многократного изгиба с постепенно убывающими величинами деформаций.

В буровых предприятиях нефтяной промышленности бурильные трубы правятся методом однократного изгиба на специальных гидравлических прессах. Процесс правки осуществляется следующим образом: правильщик визуально определяет место наибольшего прогиба и устанавливает трубу выпуклостью вверх на две опоры, расположенные на станине пресса так, чтобы наибольшая выпуклость оказалась под штоком пресса. На шток пресса устанавливается башмак, соответствующий по форме и размеру выпрямляемой трубе. Затем нижним штоком трубе придается обратная стрела прогиба. После выдержки трубы в состоянии обратного искривления нагрузка снимается и проверяется прямолинейность выправленного участка. Трубу правят в одной или нескольких полостях до полного устранения кривизны.

Искривленные трубы по характеру и размеру подразделяются на три категории, каждая из которых характеризуется следующими признаками: малая кривизна — едва заметная на глаз, но не позволяющая без правки производить ремонт на трубонарезном станке; средняя кривизна — явно выделяющаяся при перекачивании трубы по стеллажу; большая кривизна — когда труба сильно искривлена в нескольких местах.

Правильщик должен уметь устанавливать опоры, на которых покоится труба в процессе правки, на нужном расстоянии, так как каждому типоразмеру трубы соответствует определенное оптимальное расстояние между ними. При малом расстоянии между опорами для правки потребуется чрезмерно большое усилие. При большом расстоянии прогиб может стать полностью упругим, остаточных деформаций не образуется и, следовательно, правки не будет.

При правке методом однократного изгиба рекомендуют приближенные формулы для определения необходимого усилия правки Q (кН) и обратной стрелы прогиба f (мм), которую нужно придать трубе, чтобы выправить ее:

$$Q = \sigma_T \frac{1,6 (R^3 - r^3)}{3L}, \quad (24.1)$$

где σ_T — предел текучести материала трубы, МПа; R — наружный радиус трубы, см; r — внутренний радиус трубы, см; L — расстояние между опорами, см.

$$f = \frac{10^2 L^2 \sigma_T}{2ER}, \quad (24.2)$$

где E — модуль упругости материала трубы, МПа.

Восстановление изношенных поверхностей соединительных деталей

Соединительные детали (замки, переводники, средние муфты), получившие износ по наружной поверхности, могут быть восстановлены путем наплавки слоя металла на изношенную поверхность.

Электродную проволоку для сварочно-наплавочных работ выбирают в соответствии с химическим составом наплавляемых или свариваемых деталей.

До наплавки соединительные детали подвергаются внешнему осмотру и инструментальному обмеру. Восстановлению могут подвергаться замковые детали, отнесенные по результатам замеров ко II и III классам (см. табл. 5.2). Замковые детали, изношенные ниже размеров, приведенных в табл. 5.2, для III класса отбраковываются.

Для переводников размеры допускаемого износа принимаются по аналогии с замками типа ЗШ одноименных размеров.

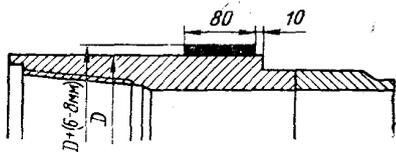
При равномерном износе замковых деталей наплавляют всю изношенную поверхность детали. При значительном одностороннем износе сначала наплавляют один-два слоя в местах наибольшего износа поверхности, а затем наплавляют слои по всей окружности замковой детали.

Наплавку выполняют по винтовой линии. Для получения сплошного наплавленного слоя шаг наплавки выбирают таким, чтобы каждый последующий образующийся валик перекрывал предыдущий на $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{5}$ его ширины. Общая толщина наплавленного слоя металла должна быть достаточной для последующей механической обработки восстановленной поверхности. Для этого предусматривается припуск на толщину наплавляемого слоя 1,5—2,0 мм.

Для образования ровной площадки в торцевой части муфты или ниппеля при наплавке применяют медные формирующие кольца массой 3—5 кг, разъемные из двух полуколец, стянутых болтами. Перед наплавкой кольцо устанавливается на трубе, вплотную поджимается к торцу муфты или ниппеля и закрепляется тремя винтами. Для образования ровной поверхности свободного торца муфты используется формирующее кольцо, ввинчиваемое в замковую резьбу муфты.

Поверхности формирующих колец, соприкасающихся с наплавляемым металлом, должны быть чисто обработаны, не иметь рако-

Рис. 24.3. Схема армирования муфтового конца трубы ТБПВ



вин и других дефектов для получения качественной поверхности торца детали.

Для наплавки бурильных замков применяют сварочную проволоку марок Св-08А, Св-08Га или наплавочную проволоку марки Нп-30.

Для получения более износостойкой поверхности для наплавки последнего слоя используют проволоку марок Нп-80, Нп-65Г, Нп-10ГЗ. Наплавку ведут постоянным током обратной полярности под слоем флюса АН-348А. Для удержания флюса на цилиндрической поверхности замковой детали применяют специальные флюсоудерживающие устройства.

По такой же технологии восстанавливаются изношенные поверхности переводников и других соединительных деталей.

Для повышения износостойкости труб типа ТБПВ муфтовый соединительный конец армируется наплавкой и твердым сплавом (рис. 24.3). Ниппельный конец не наплавляется во избежание работы сухарей ключа АКБ по наплавленному слою.

Ориентировочный рекомендуемый режим наплавки:

Сила тока, А	230
Напряжение дуги, В	25—27
Скорость наплавки, м/ч	25—30
Скорость подачи проволоки, м/ч	80—90

Упрочнение резьбовых соединений

С целью предупреждения образования усталостных разрушений в резьбовых соединениях бурильных труб и снятия концентрации напряжений в резьбе, к бурильным трубам типов I и II приваривают замки с установкой специальных стабилизирующих колец, как показано на рис. 24.4,г. Формы колец для ниппельного и муфтового концов трубы показаны на рис. 24.4,б и в. На бурильной трубе протачиваются пояски для посадки подогретых стабилизирующих колец, как показано на рис. 24.4,а.

Параметры колец и поточек на трубах приведены в табл. 24.1.

Стабилизирующее кольцо, изготовленное из стали группы прочности Д, марок 40Х или 40ХН, нагревают до температуры 300—350°С и насаживают на проточенный поясок на трубе. Муфту или ниппель навинчивают в нагретом состоянии на трубу; замковую деталь сваривают с кольцом сплошным швом под слоем флюса.

Удаление изношенных соединительных деталей

В процессе контроля труб, бывших в эксплуатации, нередко возникает необходимость освободить доброкачественную трубу от

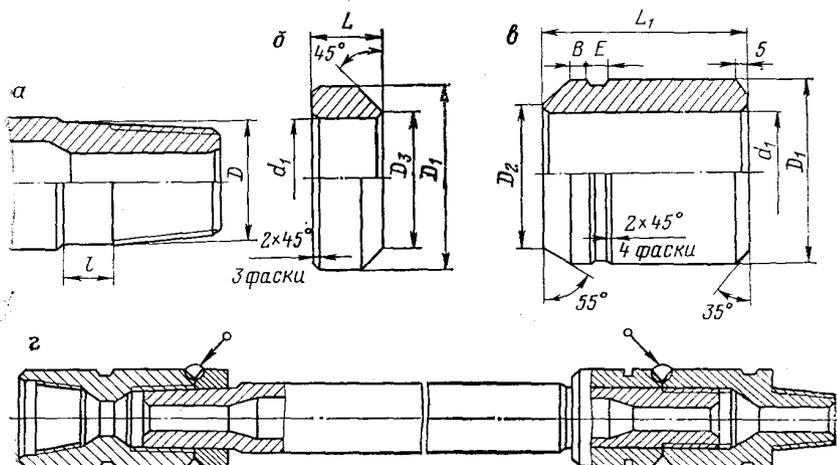


Рис. 24.4. Схема установки и приварки стабилизирующих колец

навинченных на нее соединительных деталей (муфты, ниппеля, переводника), пришедших в негодность.

В условиях ремонтных баз эти работы осуществляются несколькими методами: стачиванием соединительных деталей на трубообрабатывающих станках, разрезанием деталей газовой резкой, разрезанием деталей методом фрезерования и отвинчиванием деталей.

Стачивание деталей. Сущность метода, получившего широкое распространение на трубных базах, заключается в следующем.

Таблица 24.1

Размеры колец и проточек на трубах (мм)

Условный диаметр	Трубы				Стабилизирующие кольца					
	D	l для ниппельного конца	l для муфтового конца	D ₁	d ₁	для муфтового конца		для ниппельного конца		
						D ₂	L	D ₂	L ₁	
73	72,5 ^{+0,0135} _{+0,075}	65	22	108	72,5 ^{+0,06}	82	18	86	57	
89	88,5 ^{+0,16} _{+0,09}	65	22	118	88,5 ^{+0,07}	92	18	102	57	
102	101,0 ^{+0,16} _{+0,09}	65	22	133	101 ^{+0,07}	106	18	116	57	
114	113,8 ^{+0,16} _{+0,09}	75	25	146	113,8 ^{+0,07}	120	21	127	63	
140	139,2 ^{+0,185} _{+0,105}	75	25	178	139,2 ^{+0,08}	152	21	154	63	
168	167,8 ^{+0,20} _{+0,12}	75	25	203	167,8 ^{+0,08}	176	21	181	63	

вершин нарезки трубы на 0,25—0,5 мм. Надрезы выполняются дисковыми или пальцевыми фрезами. Удаляется деталь такими же приемами, как описано в предыдущих методах.

Преимущество этого метода — возможность выполнить надрезы с большой точностью, оставляя минимальную толщину пленки, что облегчает дальнейшее ее разрушение. Высокая точность, гарантированная при этом методе, исключает опасность повреждения резьбы трубы.

Отвинчивание деталей. Удаление изношенных замковых деталей и переводников методом отвинчивания — наиболее рационально, поскольку в этом случае наименьшие трудовые затраты по сравнению с ранее описанными методами. Для практического использования метода отвинчивания предприятия должно располагать муфтонаверточным станком, который может развивать крутящий момент нужной величины. Сущность метода сводится к тому, что труба неподвижно закрепляется, а к удаляемой детали прикладывается крутящий момент, достаточный для ее отвинчивания. Если замковые детали были навинчены на трубы методом горячего крепления с соблюдением режима нагрева и технологии навинчивания и после этого не приварены к трубе, то отвинчивание их обычно не вызывает затруднений. Не поддаются отвинчиванию детали в тех случаях, когда получилось заедание резьбового соединения.

Ремонт резьб

Чтобы отремонтировать коническую резьбу, необходимо торец детали подрезать на величину l , как показано на рис. 24.6. Наибольшую величину подрезки (мм) определяют из выражения

$$l = 2h/K, \quad (24.3)$$

где h — наибольшая глубина износа резьбы, мм; K — конусность резьбы.

Определив l , следует убедиться в том, что размеры ремонтируемого замка или трубы позволяют производить ремонт резьбы.

У бурильных труб, изготовленных по ГОСТ 631—75 (типы 1 и 2), длина резьбы не должна выходить за пределы утолщенной части — начала переходной зоны. Если это условие соблюсти нельзя,

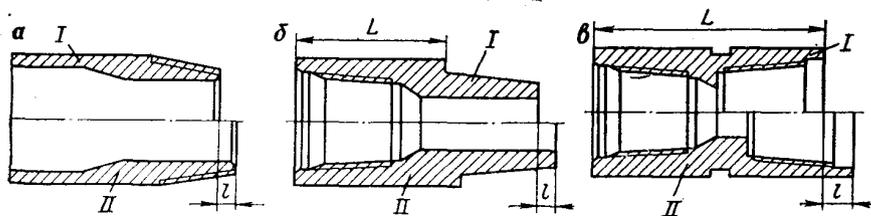


Рис. 24.6. Схема подрезки трубы и замковой детали при ремонте резьбы: а — конец трубы; б — nipple; в — муфта; I — после ремонта, II — до ремонта

Таблица 24.2

Длины замковых деталей

Типоразмер замка	Длина, мм, не менее		Типоразмер замка	Длина, мм, не менее		Типоразмер замка	Длина, мм, не менее	
	ниппеля	муфты		ниппеля	муфты		ниппеля	муфты
ЗН-80	110	100	ЗН-146	145	255	ЗПН-155	145	255
ЗН-95	120	210	ЗШ-178	155	290	ЗУ-185	160	275
ЗН-108	125	215	ЗПН-170	155	290	ЗУК-108	142	260
ЗН-140	145	255	ЗШ-203	165	300	ЗУК-120	142	270
ЗН-172	160	275	ЗУ-86	110	200	ЗУК-146	150	290
ЗН-197	175	300	ЗУ-108	120	210	ЗУК-155	150	245
ЗН-108	110	210	ЗУ-120	125	215	ЗШК-118	142	265
ЗПН-108	110	210	ЗПН-120	125	215	ЗШ-133	142	285
ЗШ-118	120	220	ЗУ-146	140	250	ЗШК-178	150	315
ЗШ-133	140	250	ЗУ-155	145	255			

зя, то труба не может быть использована по прямому назначению. Длина утолщенной части за резьбой у алюминиевых бурильных труб диаметрами 114, 129, 147 и 170 мм должна быть не менее 50 мм со стороны nipples и не менее 1100 мм со стороны муфты. Перенарезание резьб на трубах типов 3 и 4 не производится из-за отсутствия резервной длины утолщенной части. При ремонте ведущих труб типа ТВКП длина их должна оставаться не менее 12,5 м для труб размером 112×112 мм и 13,5 м для труб размера 140×140 и 155×155 мм.

При ремонте резьб замковых деталей возникает необходимость укорочения длин цилиндрических поверхностей. Минимально допустимые длины цилиндрических поверхностей замковых деталей после ремонта приведены в табл. 24.2.

Технология нарезания

Установка деталей и резцов на станках. Нарезание и ремонт резьб на соединительных деталях и трубах в условиях трубных цехов осуществляются на резцовых трубонарезных станках. К установке на станки не допускаются загрязненные и искривленные трубы. Перед ремонтом их подвергают мойке и очистке, а также правке для придания им прямолинейной формы. Трубы в процессе обработки на трубонарезных станках должны быть надежно закреплены в переднем и заднем патронах, а часть трубы, выступающая из станка, должна поддерживаться люнетом. Ведущие квадратные трубы устанавливают в люнете при помощи промежуточного кольца, предварительно надетого на трубу. Люнет регулируется по высоте так, чтобы ось обрабатываемой трубы совпадала с осью шпинделя станка.

В четырехпозиционную резцодержательную головку станка устанавливаются четыре резца. При нарезании наружных резьб: от-

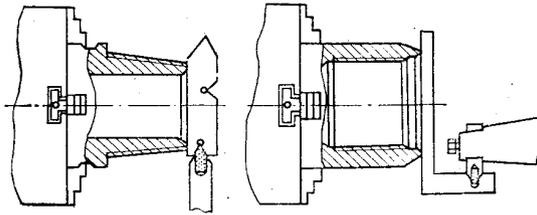


Рис. 24.7. Схема установки резцов

резной (или подрезной), проходной, стержневой резьбовой для черновых проходов и стержневой резьбовой для чистовых проходов. Вместо чистого резьбового резца рациональней использовать плоские гребенки. При нарезании внутренних резьб проходной резец заменяется расточным. Во избежание вибраций вылет резца из резцодержательной головки оставляется минимальным. В случае необходимости поднять резец по высоте допускается применение не более одной прокладки, чистота обработки которой должна соответствовать чистоте обработки опорной поверхности державки резца.

Стержневые резьбовые резцы устанавливаются так, чтобы вершина резца находилась на оси нарезаемой детали, а ось профиля была перпендикулярна к оси детали. Дисковые круглые резцы устанавливаются так, чтобы передняя поверхность располагалась горизонтально на уровне центра детали, при этом центр резца смещается на величину h для образования заднего угла α . Смещение (мм) определяется из выражения

$$h = \frac{D}{2} \sin \alpha, \quad (24.4)$$

где h — понижение передней поверхности относительно центра резца, мм; D — наружный диаметр резца, мм; α — заданный задний угол, градус.

По центру нарезаемой детали резцы устанавливаются при помощи штангенрейсмуса. Перпендикулярность оси профиля резцов к оси нарезаемой детали при нарезании наружных и внутренних резьб достигается при помощи шаблонов. У выверенной и надежно закрепленной детали подрезается торец, к подрезанному торцу плотно прижимается шаблон и по нему устанавливается резец, как показано на рис. 24.7.

Резьбонарезной инструмент. Профиль резьбообразующего инструмента должен обеспечивать заданный профиль нарезаемой резьбы.

Полное совпадение профилей резца и изделия возможно лишь при условии, что передний угол γ и задний угол α будут равны нулю. Если первое условие выдержать возможно, хоть и в ущерб режущим качествам резца, то второе условие выдержать нельзя, так как при угле $\alpha = 0^\circ$ резание станет невозможным. Образование заднего угла приводит к несовпадению углов профилей изделия и резца. У стержневого резца правильный профиль (угол профиля ϵ

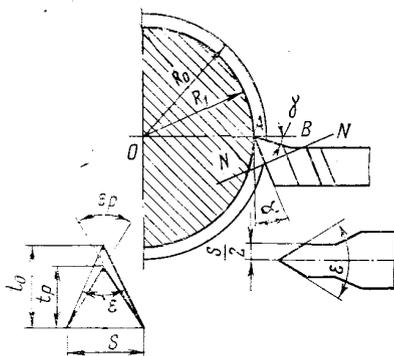


Рис. 24.8. Схема коррекции профиля стержневого резьбового резца

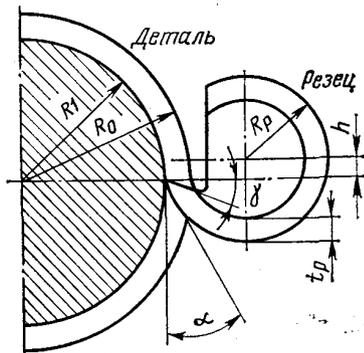


Рис. 24.9. Схема коррекции круглого резьбового резца

и высота резьбы t_0 располагаются в плоскости AB (рис. 24.8). Для изготовления же резца надо знать угол профиля ϵ_p и высоту профиля резца t_p в сечении NN , перпендикулярном к задней грани, т. е. нужно произвести коррекцию профиля резца. Зависимость между этими величинами в сечениях AB и NN выражается формулами

$$t_p = \sqrt{r_0^2 - r_1^2 \sin^2 \gamma} - r_1 \cos \gamma \cos(\alpha + \gamma); \quad (24.5)$$

$$\operatorname{tg} \frac{\epsilon_p}{2} = \frac{P}{2t_p},$$

где r_0 и r_1 — наружный и внутренний радиусы резьбы, мм; P — шаг резьбы, мм.

Для упрощения изготовления и заточки у чистовых резцов передний угол принимают равным нулю, тогда формулы имеют вид

$$t_p = t_0 \cos \alpha; \quad \operatorname{tg} \frac{\epsilon_p}{2} = \frac{\operatorname{tg} \epsilon/2}{\cos \alpha}. \quad (24.6)$$

В круглом резьбовом резце (рис. 24.9) откорректированная высота профиля резца t_p определится по формуле

$$t_p = R_p - \sqrt{R_p^2 + x^2 - 2R_p x \cos(\alpha + \gamma)},$$

где t_p — высота профиля резца в диаметральной плоскости, мм; R — наружный радиус резца, мм; α и γ — соответственно задний и передний углы резца, градус.

Для наружной резьбы

$$x = \sqrt{r_0^2 - r_1^2 \sin^2 \gamma} - r_1 \cos \gamma.$$

Для внутренней резьбы

$$x = R_p \cos \gamma - \sqrt{r_1^2 - r_0^2 \sin^2 \gamma}.$$

Угол профиля ϵ_p определяется по формуле

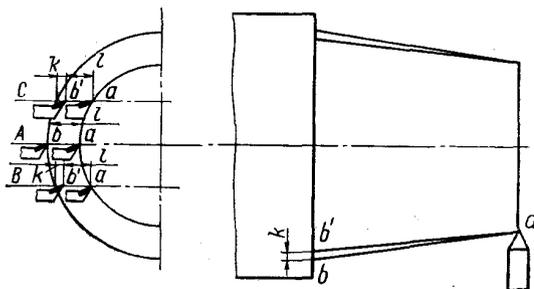


Рис. 24.10. Схема искажения конусности детали при установке резца не по центру детали

$$\operatorname{tg} \frac{\varepsilon_p}{2} = \frac{P}{2l_p}$$

Правильно изготовленный, но неправильно установленный резец может привести к искажениям угла профиля и конусности резьбы. При расположении вершины передней грани резца на оси *A* (рис. 24.10) и правильно установленной конусности копира резец одновременно с продольным движением будет отжиматься копиром перпендикулярно к оси шпинделя станка от точки *a* до точки *b* параллельно оси *A*, совершая путь, равный отрезку *l*. В этом случае конусность проточенной детали будет соответствовать конусности, установленной на копире.

При установке вершины резца ниже оси шпинделя станка (по оси *B*) он тоже будет отжиматься параллельно оси *A* от точки *a* до точки *b'*, совершая тот же путь *l*. Однако в этом случае точка *b'* будет находиться внутри круга большого диаметра на расстоянии *k* от окружности. Следовательно, при установке резца ниже центра шпинделя (по оси *B*) большой диаметр конуса получится меньше заданного на величину $2k$, т. е. конусность проточенной детали получится меньше заданной. Такой же результат получится, если установить вершину резца выше центра шпинделя.

Приведенные соображения справедливы также при обработке внутреннего конуса и нарезании внутренней резьбы.

Помимо искажения конусности неправильная установка резца приведет к искажению угла профиля резьбы. При расположении резца по оси *A* (см. рис. 24.10) угол профиля нарезанной резьбы будет соответствовать углу профиля резца. Если установить резец по оси *B*, то, для того чтобы получить заданную глубину резьбы, равную *l*, резец должен врезаться на величину $l+k$, которая больше *l*. Следовательно, основание угла профиля нарезанной резьбы увеличится, а так как глубина резьбы останется неизменной, увеличится и угол профиля резьбы.

Режущий инструмент, режимы резания

В условиях трубных баз резьбы на трубах, замках, переводниках и других элементах колонн нарезают стержневыми и дисковыми резцами и плоскими гребенками. Стержневые резцы составные:

державку (стержень) резца изготавливают из конструкционных сталей марок 40—50 по ГОСТ 1050—74 или 40Х—50Х по ГОСТ 4543—71, для режущей части используются пластинки металлоребрамических твердых сплавов типов ВК (вольфрамокобальтовый) или ТК (титановольфрамовый) по ГОСТ 3882—74. Плоские гребенки производят из титановольфрамового твердого сплава Т15К6, дисковые резцы — из быстрорежущих сталей марок Р18, Р12Ф2.

Резцы и гребенки для нарезания резьб на трубах, замках и переводниках изготавливают с однониточным и многониточным профилями.

Резцы и гребенки предназначены для нарезания резьб на станках, работающих многопроходным методом. Использование резцов и гребенок, изготовленных на инструментальных заводах, гарантирует соблюдение геометрических размеров профиля резьбы и обеспечивает заданную шероховатость поверхности резьбы ($R_z \leq \leq 20$ мкм).

Заводы изготавливают резцы с пластинками из твердых сплавов: для нарезания наружных и внутренних треугольных резьб с углом профиля 60° на трубах и муфтах нефтяного сортамента с шагом 2,54; 3,175; 5,08; 6,35 мм;

для нарезания наружных и внутренних трапецидальных резьб на трубах и муфтах нефтяного сортамента с шагом 4,232 и 5,08 мм.

Резьбовые твердосплавные гребенки предназначаются для нарезания:

наружных и внутренних треугольных резьб на трубах и муфтах с углом профиля 60° с шагом 2,54 и 3,175 мм;

наружных и внутренних трапецидальных резьб на трубах и муфтах с шагом 4,232 и 5,08 мм.

Резцы и гребенки изготавливаются заводами по заказу.

Режимы резания. Рекомендуемые режимы резания при нарезании треугольных резьб на трубах нефтяного сортамента твердосплавными однониточными резцами приведены в табл. 24.3.

Рекомендуемые режимы резания при нарезании треугольных резьб на муфтах и замках твердосплавными резцами приведены в табл. 24.4.

Резцы с однозубым профилем предназначены для нарезания трубных и замковых резьб с шагом от 2,54 до 6,35 мм; резцы с

Таблица 24.3

Режимы резания труб резцами

Нарезаемая резьба			Число проходов в зависимости от обрабатываемого материала σ_B , МПа				Скорость резания (м/мин) в зависимости от обрабатываемого материала σ_B , МПа			
Шаг, мм	Угол профиля, градус	Конусность	>750	750—1000	1000—1300	1300—1600	<750	750—1000	1000—1300	1300—1600
			2,54	60	1:16	5	5—7	8—10	10—15	100—130
3,175			5	5—8	8—12	12—16	90—120	70—90	40—60	35—45

Таблица 24.4

Режимы резания соединительных муфт и замков резцами

Нарезаемая резьба		Число проходов в зависимости от обрабатываемого материала σ_B , МПа				Скорость резания (м/мин), в зависимости от обрабатываемого материала (σ_B), МПа			
Шаг, мм	Конусность	>750	750—1000	1000—1300	1300—1600	<750	750—1000	1000—1300	1300—1600
		2,54	1:16	3—6	3—7				
3,175	1:16	3—6	3—8	4—12	6—16	80—105	60—80	40—60	30—40
5,08	1:4	7	8—14	14—20	20—30	70—90	60—70	40—60	30—40
6,35	1:4	8	9—14	14—25	25—30	70—90	60—70	40—60	30—40
6,35	1:6	8	9—14	14—25	25—30	70—90	60—70	40—60	30—40

двухзубым профилем — для нарезания резьб с шагом 2,54 и 3,175 мм.

Режимы резания при нарезании наружных треугольных резьб на трубах четырехзубыми твердосплавными гребенками приведены в табл. 24.5.

Гребенками нарезаются резьбы на специальных трубонарезных станках, работающих многопроходным методом. Применение твердосплавных гребенок позволяет нарезать резьбу за два-три прохода на трубах из стали с $\sigma_B \leq 10,0$ МПа.

Нарезание более прочных материалов требует увеличения числа проходов.

При нарезании внутренних резьб с шагом 3,175 мм, углом профиля 60°, конусностью 1:16 твердосплавными трехзубыми гребенками рекомендованы следующие режимы резания: число проходов 3—4; скорость резания при прочности обрабатываемого материала $\sigma_B < 750$ МПа — 90—120 м/мин, при $\sigma_B = 750 \div 1000$ МПа — 70—90 м/мин.

Для нарезания резьб на трубах ОТТМ1 и трубах ТБВК применяется трехзубая твердосплавная гребенка. Режимы резания при-

Таблица 24.5

Режимы резания резьбы труб гребенками

Нарезаемая резьба			Обрабатываемые трубы	Размеры обрабатываемых труб, мм	Число проходов в зависимости от обрабатываемого материала σ_B , МПа		Скорость резания (м/мин) в зависимости от обрабатываемого материала σ_B , МПа	
Шаг, мм	Угол профиля, градус	Конусность			<750	750—1000	<750	750—1000
3,175	60	1:16	То же	60—114	2	3	90—120	70—90
			Бурильные	60—168	2	3	90—120	70—90
			Обсадные	114—508				

Таблица 24.6

Режимы резания резьбы

Тип трубы	Шаг, мм	Конусность	Число проходов в зависимости от обрабатываемого материала, МПа		Скорость резания (м/мин) в зависимости от обрабатываемого материала, МПа	
			<750	750—1000	<750	750—1000
ОТТМ1	5,08	1:16	4	4—6	70—90	60—70
ТБВК	5,08	1:32	4	4—6		

ведены в табл. 24.6. Резцы и гребенки изготовляет Московский инструментальный завод.

Последовательность операции и режимы резания при работе на трубонарезном станке модели 1983М, принятые ВНИИОЭНГ для расчета нормы времени на ремонт замковых резьб, приведены в табл. 24.7.

Контроль отремонтированной резьбы осуществляется гладким и резьбовым калибрами и щупом в соответствии с требованиями ГОСТ (см. главу 3).

Заточка и доводка резьбонарезного инструмента

В трубных базах резьбонарезной инструмент затачивается на заточных станках, оснащенных абразивными кругами.

В зависимости от материала резца подбираются: материал абразивного круга, его связка, зернистость, твердость и частота вращения.

Резьбонарезной инструмент, изготовленный из быстрорежущей стали, затачивается на абразивных кругах из белого электрокорунда (условное обозначение ЭБ) на керамической связке зернистостью 50—32, твердостью СМ1-С1 для предварительной заточки и СМ1-СМ2 для окончательной заточки. Режущая кромка располагается по центру абразивного круга или на 2—3 мм ниже его.

Процесс выполняется при обильном непрерывном охлаждении (20—40 л/мин). Окружная скорость круга 25—30 м/с при предварительной заточке, 12—18 м/с при окончательной заточке.

Твердосплавный резьбонарезной инструмент желательно затачивать на алмазных кругах из естественного алмаза (обозначается буквой А) или искусственного алмаза (обозначается буквами АС). Объясняется это следующим: высокая режущая способность алмаза позволяет производить заточку, прижимая резец к кругу с меньшей силой, чем это требуется при использовании кругов из других материалов. Благодаря этому температура нагрева инструмента в процессе заточки на алмазном круге в 4—5 раз ниже, чем при других кругах. Это исключает образование трещины на пластинке твердого сплава.

Для заточки твердосплавного инструмента рекомендуются алмазные круги марок А12, А10, А8, А6, где 12, 10 и т. д. — зернис-

Таблица 24.7
Операции и режимы резания замковой резьбы

Вид работ	Резец	Размер трубы, мм											
		140—168			114			89			73		
		<i>i</i>	<i>n</i> , об/мин	<i>S</i> , мм/об	<i>i</i>	<i>n</i> , об/мин	<i>S</i> , мм/об	<i>i</i>	<i>n</i> , об/мин	<i>S</i> , мм/об	<i>i</i>	<i>n</i> , об/мин	<i>S</i> , мм/об
<i>Ремонт замковой резьбы муфты</i>													
Расточка конуса	Стержневой расточный	2	127	0,6	2	127	0,6	2	127	0,6	2	127	0,6
Стачивание замковой резьбы	То же												
Стачивание упорного торца на ремонтную длину	Стержневой проходной	2	127	0,4	2	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3
Расточка выточки	Стержневой расточный	1	127	0,6	1	127	0,6	1	127	0,6	1	127	0,6
Нарезание резьбы	Стержневой резьбовой	9	64	6,35	8	90	5,08	7	90	5,08	7	90	5,08
Притупление заходной нитки	Стержневой специальный	2	64	—	2	90	2	2	90	—	2	90	—
Зачистка резьбы	Дисковый резьбовой	5	5,3	6,35	5	5,3	5,08	5	5,3	5,08	5	5,3	5,08
Подрезка упорного торца	Стержневой проходной	2	127	0,2	2	127	0,2	2	127	0,2	2	127	0,2
Снятие наружной фаски	Стержневой проходной	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3
Снятие внутренней фаски	То же	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3
<i>Ремонт замковой резьбы ниппеля</i>													
Проточка конуса	Стержневой проходной	2	127	0,6	2	127	0,6	2	127	0,6	2	127	0,6
Стачивание замковой резьбы	То же												
Стачивание торца замка в размер	Стержневой подрезной	2	127	0,4	2	127	0,3	2	127	0,3	2	127	0,3
Расточка фаски	То же	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3
Нарезание резьбы	Стержневой резьбовой	7	64	6,35	7	90	5,08	7	90	5,08	7	90	5,08
Притупление заходной нитки	Стержневой специальный	1	64	—	1	90	—	1	90	—	1	90	—
Зачистка резьбы	Дисковый резьбовой	5	5,3	6,35	5	5,3	5,08	5	5,3	5,08	5	5,3	5,08
Обточка конуса у упорного торца	Стержневой подрезной	1	127	0,52	1	127	0,52	1	127	0,52	1	127	0,52
Подрезка упорного уступа	Стержневой подрезной	2	127	0,2	2	127	0,2	2	127	0,2	2	127	0,2
Снятие фаски	То же	1	127	0,3	1	127	0,3	1	127	0,3	1	126	0,3

Примечание. *i* — число проходов; *n* — частота вращения; *S* — подача.

тость круга (например, зернистость 12 указывает, что наименьший размер зерна данного круга 0,12 мм). Можно использовать также круги марки АС, т. е. из искусственного алмаза. При выборе зернистости следует учитывать припуск на заточку: чем больше припуск, тем крупнее должно быть зерно заточного круга.

В случае отсутствия алмазных кругов заточка производится на абразивных кругах из зеленого карбида кремния (КЗ) или черного карбида кремния (К) на керамической связке зернистостью 25—50, твердостью СМ1-М3 для предварительной заточки и твердостью М2-М3 для окончательной заточки. Окружная скорость круга 12—18 м/с. Процесс выполняется при обильном охлаждении (20—40 л/мин) или всухую. В качестве охлаждающей жидкости применяется 5—10%-ный раствор технической соды в воде.

Резьбонарезной инструмент, предназначенный для чистовых и отделочных проходов, подвергается доводке. Доводкой достигается нужная чистота поверхности и удаляются слои поверхностей резания, поврежденные в процессе заточки. Доводка производится на чугунном доводочном диске, шаржированном (насыщенном) абразивом, входящим в состав пасты. Диаметр доводочного диска 250—300 мм, материал диска — чугун твердостью НВ 130—160 на глубине 2—3 мм от поверхности, окружная скорость круга 0,6—1,25 м/с. Для доводки инструмента из твердых сплавов применяются следующие составы паст (в % по массе).

I		II	
Карбид кремния зеленый . . .	58—60	Карбид бора	85
Вазелин технический	38—39	Парафин	13
Парафин	2—3	Олеиновая кислота	2

Для доводки резцов из быстрорежущей стали применяют следующие пасты:

I		II	
Электрокорунд белый	70	Оксид хрома	65
Парафин	28	Стеарин технический	31
Олеиновая кислота	2	Олеиновая кислота	4

Сборка труб с соединительными деталями

Наибольшее количество аварий с нарезными трубами бурильной колонны происходит за счет износа или слома резьбовых соединений, являющихся наиболее слабым их местом. Для создания прочного и плотного соединений замков и переводников с трубами в нефтяной промышленности уже в течение длительного времени широко используется метод «горячего» навинчивания. Сущность его заключается в том, что соединительная деталь нагревается до заданной температуры и в нагретом состоянии навинчивается на трубу с приложением небольшого крутящего момента, развиваемого усилием одного человека на плече порядка 0,5 м. Навинченная деталь, остывая, создает прочное и плотное резьбовое соединение.

Процесс навинчивания соединительных деталей требует тщательной подготовки, так как допуски на коническую резьбу тре-

Таблица 24.8

Расстояние до контрольной метки на трубе

Условный диаметр трубы типов 1 и 2	Расстояние до контрольной метки, мм	Условный диаметр и обозначение трубы типов 3 и 4	Обозначение типоразмера замка	Расстояние до контрольной метки, мм
60	54,0	ТБНК-73	ЗУК-108	132
73	67,5	ТБВК-89	ЗШК-118	
89	68,0	ТБНК-89	ЗУК-120	
102	78,0	ТБВК-102	ЗШК-133	
114	89,0	ТБНК-102	ЗУК-146	
127	89,5	ТБВК-114	ЗУК-155	140
140	96,0	ТБНК-114		
168	103,5	ТБВК-127		
		ТБВК-140		

угольного профиля, нарезаемую на трубах, замках и переводниках, колеблются в широких пределах. Свинчивание их с трубами без селективного подбора привело бы к значительному снижению качества резьбовых соединений бурильных колонн.

Для получения наиболее надежного резьбового соединения трубы и сопрягаемые детали подбирают с учетом фактических натягов по резьбовым калибрам и отклонениям по конусности. С этой целью резьбы труб и соединительных деталей перед свинчиванием подвергают проверке резьбовыми и гладкими калибрами. По результатам проверки к каждому нарезанному концу трубы подбирается деталь, обеспечивающая наиболее благоприятные условия сопряжения. Методика селективного подбора изложена в гл. 5. Селективный подбор соединений ТБВК, ТБНК не требуется.

После того как соединительные детали подобраны, на трубе наносится керном контрольная метка, которая в дальнейшем служит ориентиром при навинчивании детали на трубу. Соединение считается правильно закрепленным, если торец навинчиваемой детали совпадает с нанесенной меткой или перекрест ее. Если торец детали не дойдет до метки, то соединение недоброкачественно.

Расстояние от торца трубы до контрольной метки для труб типов 1 и 2 по ГОСТ 631—75 и для труб ТБВК и ТБНК приведены в табл. 24.8. Сборка ТБВК, ТБНК по РД 39-2-286—79.

Для обеспечения герметичности соединения перед навинчиванием соединительной детали резьба труб смазывается. Смазка состоит из смеси графита с техническим глицерином в массовом соотношении 1 : 2.

Перед навинчиванием на трубы соединительные детали нагревают индукционным методом в специальных нагревателях. Источником питания служит электроток напряжением 380 В, частотой 50 Гц.

Температура, до которой следует нагревать замковые детали перед навинчиванием, приведена в табл. 24.9.

Переводники на ведущие бурильные трубы ТВКП навинчива-

Таблица 24.9

Температура нагрева замковых деталей

Типоразмер замка	Температура нагрева детали замка, °С	Типоразмер замка	Температура нагрева детали замка, °С
ЗШ-118, ЗУ-86	400-430	ЗШ-108, ЗШК-118 ЗУК-120, ЗШ-133	430—450
ЗШ-133, ЗУ-146, ЗШ-146, ЗШ-178		ЗУК-146	400—430
ЗУ-155, ЗШ-203, ЗУ-185, ЗУ-212	380-410	ЗУК-162, ЗУК-155, ЗШК-178	400—430

ют с диаметральными натягами по резьбе и стабилизирующему пояску до 0,5 мм и с предварительным их нагревом до $t=420^{\circ}\text{C}$.

Смазкой, наносимой на резьбу трубы, служит графитоглицериновая смесь.

Переводники навинчиваются до упора в торец трубы. Качество сопряжения свинченных деталей проверяется щупом. Щуп толщиной 0,03 мм не должен проходить между торцом ведущей трубы и упорным торцом переводника по всему периметру, а также между коническими сопряженными поверхностями трубы и переводника.

После навинчивания переводников ведущая труба должна быть подвергнута испытанию внутренним гидростатическим давлением, величина которого должна быть не менее 50,0 МПа.

Замки на легкосплавные бурильные трубы навинчиваются в холодном виде на специальном стенде. После очистки и промывки резьб у трубы и замка на $3/4$ длины резьбы труб наносится уплотнительная смазка КНИИ НП-2 или УС-1. Детали замков подбираются по натягам, замеренным при навинчивании резьбовых калибров. Рекомендуемые суммарные натяги для 147-мм труб 19—21 мм, для труб всех остальных диаметров 15—17 мм.

Подобранные по натягам замковые детали навинчиваются вручную на трубу, при этом муфта навинчивается на конец трубы с удлиненной высадкой. Подготовленная труба подается в стенд. Ниппель и муфта зажимаются в неподвижном и вращающемся патронах стенда, и последнему дается вращение до достижения заданного крутящего момента. Рекомендуемые моменты свинчивания приведены в табл. 24.10. После свинчивания на стенде из-под торца муфты или ниппеля не должно выходить более двух ниток резьбы (6,35 мм).

ЛБТ, имеющие на концах резьбу ТТ и конический стабилизирующий поясок, собираются с замками ЗЛК методом «горячей посадки», т. е. с предварительным подогревом замков до температуры 375—390°С. При навинчивании подогретых замков нельзя допускать нагрев резьбовой части трубы выше 150°С, так как при нагреве до более высокой температуры прочностные свойства тру-

Таблица 24.10

Моменты свинчивания замковых деталей

Наружный диаметр трубы, мм	Бурильный замок	Рекомендуемый момент свинчивания, кН·м
64	ЗЛ-63,5	4,50
73	ЗЛ-90	6,00
93	ЗЛ-108	8,00
108	ЗЛ-108	11,00
114	ЗЛ-140	15,00
129	ЗЛ-152	18,00
147	ЗЛ-172	22,00
170	ЗЛ-197	26,00

бы, изготовленной из сплава Д16Т, заметно снижаются. Такое требование вызывает необходимость охлаждения трубы в процессе навинчивания замка РД 39-2-162—79 [9]. Замковые детали нагреваются в индукционных нагревателях 4 (рис. 24.11). Замок навинчивают согласно.

Надежность свинченного соединения определяется в основном строгим соблюдением разработанного технологического процесса нагрева и навинчивания замков. Решающее значение в процессе имеют температура и режим нагрева деталей. Если недогрев детали может выявиться в процессе навинчивания (деталь недовинчивается до заданной отметки), то перегрев детали или неравномерный ее нагрев выявить после навинчивания невозможно. В то же время перегрев или неравномерный нагрев детали резко ухудшает качество резьбового соединения и может привести к его разрушению.

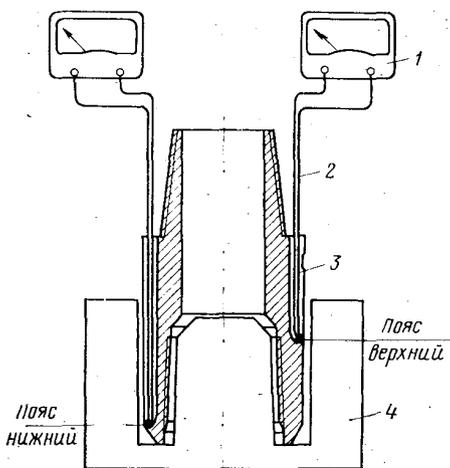


Рис. 24.11. Схема замера температуры замковой детали термомпарой

Контроль температуры. При отработке режима электронного нагрева замков, а также с целью контроля технологического процесса горячего крепления периодически возникает необходимость проверять температуру нагрева замков.

Наиболее надежный способ — контроль температуры нагрева при помощи термомпар. Для этого отбирают по одной детали от каждого типоразмера замка и изготавливают из них контрольные приспособления для проверки температуры, режима и времени нагрева замков. В каждой из отображенных в крайних се-

чениях нагреваемой зоны, засверливают отверстия и впаивают в них термопары 2, как схематически показано на рис. 24.11. Отверстия сверлят на глубину, равную половине толщины детали в данном сечении, что позволяет получать более точную информацию об истинной температуре нагретой детали. Затем контрольное приспособление устанавливают в индукционный нагреватель, а термопары 2 соединяют с милливольтметрами 1. При нагреве детали в термопарах 2 возникают э. д. с., величины которых, измеренные пирометрическими милливольтметрами 1, показывают температуру детали в данных сечениях. Милливольтметры обычно имеют две шкалы: одну в милливольтгах, другую в градусах.

Для проверки температуры нагрева замков применяют малоинерционные термопары.

Температуру замковых деталей можно контролировать также при помощи термоиндикаторных красок и термокарандашей. Термоиндикаторные краски представляют собой суспензию термочувствительных соединений, пигментов и наполнителей в лаке на основе синтетических смол. Контроль температуры основан на изменении цвета краски, нанесенной на поверхность твердого тела, при достижении температуры перехода, строго определенной для каждой краски.

Краски выпускаются Рижским лакокрасочным заводом в большом ассортименте. В табл. 24.11 приведена выдержка из номенклатуры красок, выпускаемых заводом.

Краску наносят кистью или краскораспылителем на чистую холодную поверхность в один или два слоя до покрытия поверхности минимальным количеством краски. Перед употреблением краску тщательно размешивают и при необходимости разбавляют до рабочей вязкости этиловым спиртом. Запрещается применять разбавитель и растворители других марок или неизвестных составов.

Термоиндикаторная краска, нанесенная на поверхность слоем толщиной 10—20 мкм, высыхает при температуре 20°C в течение не

Таблица 24.11

Характеристики термоиндикаторных красок

Марка краски	Температура перехода (ориентировочная), °С	Цвет краски	
		исходный	после воздействия температуры
26	320	Бледно-сиреневый	Черный с синеватым оттенком
12	360	Синий	Бежевый
230	400	Зеленый	Белый через бежевый
66	410	Белый	Коричневый через бежевый, при охлаждении желтый
470	445	Сине-зеленый	Светло-серый через темно-зеленый
47	475	Горчичный	Желтый блеклый через черный

Таблица 24.12

Характеристики термочувствительных карандашей

Номер образца	Температура изменения цвета, °С	Цвет штриха, нанесенного карандашом	
		до достижения критической температуры	после достижения критической температуры
300	300	Охристый	Красно-коричневый
320	320	Лиловый	Бежевый
340	340	Оранжевый	Коричневый
390	390	Голубой	Бежевый
440	440	Белый	Коричневый
490	490	Голубой	Светло-бежевый

более 3 ч. При необходимости возможно нанесение краски за несколько суток до испытания. В этом случае детали с нанесенной на них краской должны храниться в закрытом помещении, в защищенном от прямых солнечных лучей месте, при температуре не выше 25°C.

Цвет нанесенной и высохшей термоиндикаторной краски изменяется при достижении температуры перехода данной краски, указанной в табл. 24.11.

Термоиндикаторные краски содержат легковоспламеняющиеся и токсичные органические растворители (спирт бутиловый, ацетон, толуол и др.) и некоторые токсичные пигменты (соли, меди, органические красители и т. п.), в связи с чем при обращении с ними следует соблюдать меры предосторожности: хранить краску в герметически закрытой таре; краску разводить в изолированном помещении; освободившуюся тару немедленно удалить из помещения.

Термочувствительные карандаши представляют собой цилиндрические восковые палочки длиной 80 мм, диаметром 8 мм, пигментированные термочувствительными соединениями. Характеристики некоторых из них приведены в табл. 24.12.

Ремонт обсадных труб

Необходимость в ремонте обсадной трубы возникает при обнаружении недоброкачественно нарезанных или поврежденных резьб под муфтой или на свободном конце трубы, а также при искривлении трубы. Дефекты резьбы на свободном конце выявляются в процессе входного контроля. Дефекты в резьбе под муфтой выявляются при обнаружении утечек в соединении труба — муфта в процессе гидротестирования (см. гл. 12). Для определения характера нарушения муфта отвинчивается на муфтонаверточном станке, резьбы трубы и муфты очищаются от смазки при помощи щеток или приспособления для очистки резьбы и промываются керосином. Затем резьбы осматриваются и подвергаются инструментальному контролю гладкими и резьбовыми калибрами (см. гл. 10). Незначительные нарушения резьбы — задиры, забоины — зачища-

Таблица 24.13

Операции резания	Режим резания			
	t , мм	i	S , мм/об	V , м/мин
Отрезка патрубка	10	1	0,12	105
Подрезка торца	10	1	0,12	105
Проточка	2	1	0,8	105
Нарезание резьбы	1,81	1	3,175	105

ются вручную при помощи личного напильника или оселка. В случае необходимости труба передается на ремонт резьбы.

Ремонт резьбы. При незначительных дефектах резьба подвергается ремонту. Если отремонтировать резьбу не представляется возможным, то нарезанный участок резьбы отрезается и нарезается новая резьба. До нарезания труба подвергается дефектоскопии, толщинометрии и шаблонированию.

Резьбы нарезаются на резьбонарезном станке модели 1Н983 или трубонарезных станках-полуавтоматах 91Н25, 91Н53 стержневыми резцами или гребенками. Чистовые и зачистные проходы должны выполняться резцами или гребенками только заводского изготовления. Установка резцов по центру обрабатываемой детали и перпендикулярно к оси нарезаемой резьбы производится при помощи штангенрейсмуса и шаблонов (см. рис. 24.7).

Режимы резания при обработке трубы размером 168×10 мм, группы прочности Д с треугольным профилем резьбы приведены в табл. 24.13.

Отремонтированная труба с навинченной муфтой подвергается испытанию внутренним гидростатическим давлением в соответствии с требованием ГОСТ 632—80. Испытание проводится на специальной установке У-700А. Продолжительность испытания должна быть не менее 30 с. Труба, признанная годной после гидроиспытания, подвергается инструментальному контролю, при этом помимо контроля резьб проверяются: наружный диаметр трубы, ее овальность, длина, прямолинейность. Технология проверок приведена в гл. 14.

Правка искривленных труб. При неправильном хранении или транспортировании отдельные обсадные трубы могут получить искривления, выходящие за допустимые пределы. ГОСТ разрешает на концевых участках, равных $1/3$ длины трубы, изогнутость не более 1,3 мм на 1 м длины и общую изогнутость всей трубы (стрелу прогиба), замеренную на середине трубы, не более $1/2000$ длины трубы.

Трубы, получившие изогнутость больше допустимой, могут быть выправлены методом холодной правки однократным изгибом по технологии, принятой для правки бурильных труб. Однако следует иметь в виду, что правка обсадных труб больших диаметров (более 168 мм) и тонкостенных (толщина стенки менее 7 мм) требует

более тщательной подготовки и ведения процесса во избежание смятия труб в процессе правки.

Ремонт насосно-компрессорных труб

Насосно-компрессорные трубы находятся на балансе нефтегазодобывающих подразделений. Трубная база осуществляет ремонтно-профилактическое обслуживание труб в соответствии с планом-графиком, утвержденным объединением, или на основании заказ-заявки НГДУ, согласованного с объединением.

Насосно-компрессорные трубы — сравнительно дорогостоящий инструмент, использование которого не по прямому назначению не может быть оправдано, так как большинство повреждений несложно устранить, а современные методы контроля гарантируют надежнее качество труб после ремонта.

В то же время для полного использования прочностных характеристик новых и реставрированных труб рекомендуется в глубоких скважинах составлять комбинированные колонны, применяя реставрированные трубы в нижней ее части.

Не рекомендуется также использование реставрированных труб при производстве гидравлических разрывов, кислотных обработках, гидropескоструйных перфорациях и других работах, требующих создания значительных внутренних давлений.

Технология ремонта насосно-компрессорных труб

Технологическая схема ремонта насосно-компрессорных труб приведена на рис. 24.12. В процессе эксплуатации насосно-компрессорные трубы подвергаются износу и повреждениям, основными видами которых являются:

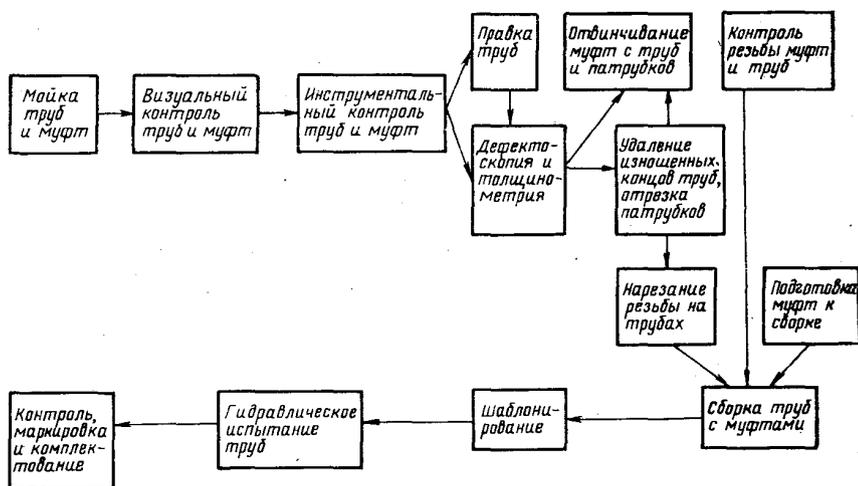


Рис. 24.12. Технологическая схема ремонта насосно-компрессорных труб

негерметичность резьбовых соединений;
размыв резьбовых соединений;
коррозионный износ труб;
отложение на внутренних поверхностях труб солей, парафина, минералов, смол и др.;
истирание штангами внутренней поверхности труб;
износ резьбы труб в результате многократных свинчиваний и развинчиваний;
забоины и другие повреждения резьб;
вмятины и риски на наружных поверхностях труб и муфт в результате неправильных приемов работ при спуско-подъемных операциях;
искривление труб;
различные повреждения, вызванные несоблюдением правил транспортирования, складирования и хранения труб;
повреждение муфт и труб аварийного порядка.

Мойка труб. Трубы, поступившие в цех на профилактику и ремонт, подвергаются очистке и мойке на специальной установке конструкции ВНИИТнефти. Труба, подлежащая обработке, укладывается на рольганг установки. В результате вращения роликов труба получает одновременно вращательное и поступательное движение. Проходя через моечную камеру и узел зачистки установки, труба подвергается мойке наружной поверхности водой, подогретой до температуры 90°C, и очистке ее металлическими щетками. Внутренняя поверхность трубы отмывается горячей водой, подаваемой под давлением внутрь трубы. Для повышения эффективности отмывки внутрь трубы, одновременно с подачей моющей жидкости, периодически, порциями подается сжатый воздух.

Чистка резьбы труб и муфт производится при помощи приспособления Р.51 конструкции ВНИИТнефти со сменными щетками.

Приемка, визуальный контроль, сортировка по видам ремонта

Все трубы, бывшие в употреблении, подвергаются визуальному контролю с целью решения о направлении их в трубную базу на ремонт. На ремонт и профилактическое обслуживание не должны направляться трубы: сплюснутые, с глубокими вмятинами большой протяженности, трещинами, промытостями и другими явными дефектами, а также трубы, забитые парафином, солями, песком, искривленные в нескольких плоскостях или в виде спирали. Трубы, подлежащие ремонту и профилактике, должны быть очищены от грязи. Трубы сдают по акту.

На базе трубы подвергаются сортировке и повторному визуальному контролю. Трубы сортируются и складываются по диаметрам и группам прочности стали. Отмытые и рассортированные трубы осматриваются для определения вида и объема ремонта каждой трубы по следующим признакам: сорванная, промытая или поврежденная резьба трубы; муфта сильно деформирована или резьба муфты повреждена; искривленная труба; изношена наруж-

ная поверхность трубы или муфты; отдельные дефекты в виде плен, закатов, рисок, вырывов и др.

Правка труб

Прямолинейность отремонтированных труб должна отвечать требованиям ГОСТ 633—80. На концевых участках, равных одной трети длины трубы, допускается изогнутость не более 1 мм на 1 м длины. Изогнутость определяется, исходя из величины стрелы прогиба, и вычисляется как частное от деления стрелы прогиба в миллиметрах на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы в метрах.

Общая изогнутость трубы проверяется одновременно с внутренним диаметром при помощи цилиндрической оправки длиной 1250 мм, которая должна свободно пройти по всей длине трубы. Наружные диаметры оправок приведены в табл. 17.19.

Технология правки изогнутых насосно-компрессорных труб идентична технологии правки бурильных труб.

Нарезание резьб на трубах

Резьба насосно-компрессорных труб не ремонтируется. В случае износа резьбы отрезается патрубков и нарезается новая резьба. У труб, поступивших на ремонт, отвинчивается муфта для проверки резьбы трубы и муфты. Если муфта не поддается отвинчиванию или при визуальном контроле выявляется непригодность резьбы на муфтовом или свободном конце трубы, то отрезается концевая часть трубы с непригодной резьбой. Длина отрезаемого патрубка, определяемая длиной поврежденного зарезьбового участка, обычно находится в пределах 500—600 мм. Отрезав патрубок, необходимо проверить состояние внутреннего канала трубы и толщину стенки, которая не должна выходить за минимальные размеры, предусмотренные ГОСТ 633—80.

Патрубков отрезают на трубонарезных станках. Муфты с труб и патрубков отвинчивают на муфтонавертчных станках. Отвинченные муфты подвергаются мойке, визуальному контролю, инструментальному обмеру и дефектоскопической проверке с целью определения возможности повторного их использования.

До нарезания резьб трубы подвергаются дефектоскопической проверке. Резьбы на насосно-компрессорных трубах нарезаются на трубонарезных станках моделей 9М14 или 9Н15 односторонними резцами и гребенками или на полуавтоматических трубонарезных станках моделей 9В143, 9У143, 9140 (или их модификациях), оснащенных специальными трубонарезными патронами полуавтоматического действия.

Технология нарезания резьб односторонними резцами и гребенками осуществляется так же, как и при нарезании резьб на бурильных трубах. Рекомендуемые режимы резания при отрезке патрубков, проточке под резьбу и нарезании резьбы твердосплавными

Таблица 24.14

Операция резания	Режим резания			
	t , мм	i	S , мм/об	v , м/мин
Отрезка патрубка	5,0	1	0,7	18
Проточка конической поверхности под резьбу	2,0	1	0,5	115
	0,6	4	3,175	110
Нарезание резьбы				

резцами для гладкой трубы диаметром 73 мм, группы прочности Д при работе на станках моделей 91Н15 и 9М14 приведены в табл. 24.14.

При нарезании резьб трубонарезными патронами труба закрепляется неподвижно, а патронам сообщается вращательное и поступательное движение, соответствующее шагу резьбы. Для получения требуемой конусности резьбы резьбовые плашки, установленные в кулачках патрона, одновременно и равномерно раздвигаются. В конечный момент нарезания плашки автоматически расходятся и быстро выходят из зацепления с резьбой.

Переналадка патронов на нужные размеры труб осуществляется перестановкой сменных деталей: плашек, кулачков и упорных колец.

Для нарезания резьб на станках моделей 9В143, 9У143, 9140 или их модификациях применяются патроны типов ТНЗК и ТНЗКл для нарезания правых и левых резьб на трубах размерами 42—89 мм. Патроны, оснащенные четырьмя нарезными плашками, устанавливаются на станках модели 9140 или его модификациях. Патроны типов ТН4К и ТН4Кл для нарезания правых и левых резьб на трубах размерами 60—114 мм, оснащенных пятью нарезными плашками, устанавливаются на станках моделей 9143, 9В143 или их модификациях. Патроны изготовляет МИЗ по заказам.

Трубонарезные патроны — полуавтоматического действия. Во время работы патронам сообщается вращательное и поступательное движение, соответствующее шагу резьбы.

Патроны оснащены комплектом круглых резьбонарезных плашек, которыми производится одновременное протачивание под нарезание и само нарезание конической резьбы за один проход. По окончании процесса плашки автоматически расходятся, патрон раскрывается и отходит в исходное положение. На случай прекращения подачи во время нарезания или иных неполадок в патроне предусмотрено раскрытие его от руки.

Профиль кольцевых витков плашек соответствует профилю нарезаемой резьбы. Плашки маркируются покомплектно. В комплекте каждая плашка имеет свой порядковый номер. Соседние по номеру плашки смещены на величину P/z , где P — шаг нарезаемой резьбы; z — число плашек в комплекте.

Резьба нарезается с обильным охлаждением. В качестве ох-

лаждающе-смазывающей жидкости рекомендуется применять сульфозрезол. Скорость резания трубонарезными патронами зависит от многих факторов: группы прочности обрабатываемых труб, материала плашек, шага резьбы и др. Обычно скорость резания 4—7 м/мин.

Контролю заточки плашек и установке их в кулачках патрона следует уделять особое внимание. При неправильной заточке плашек, установке плашек из разных комплектов или неправильной их установке будет искажаться профиль резьбы, получатся шероховатость с надрывами поверхности резьбы, сорванные нитки резьбы и другие дефекты.

На первой нарезанной трубе проверяются: качество поверхности резьбы, натяг по рабочему резьбовому калибру-кольцу, конусность и овальность по гладкому калибру-кольцу, длина резьбы линейкой и шаг резьбы шагомером.

Навинчивание муфт на трубы. На отремонтированную трубу навинчивается муфта, при этом муфты и трубы подбираются по величине натяга: на трубу с натягом, по резьбе имеющим минусовое отклонение от номинала, следует навинчивать муфту с натягом, имеющим плюсовое отклонение от номинала, и наоборот. Перед свинчиванием резьбы трубы и муфты очищаются и на резьбу трубы наносится смазка, обеспечивающая герметичность соединения. Применяется смазка Р-402 (ТУ 38-1-112—67) или Р-2МВП (МРТУ 12Н-103—64). Смазка наносится тонким слоем по всей окружности резьбы не менее чем на 2/3 ее длины.

Подобранная муфта навинчивается на трубу вручную, а затем довинчивается на муфтонаверточном станке модели 98А15. При навинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с треугольной резьбой расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы должно составлять:

Тип трубы	Гладкие		С высаженными наружу концами	
Условный диаметр трубы, мм	33—89	102—114	27—48	60—114
Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы, мм	5	6,5	5	6,5

При довинчивании муфт на станке на эти трубы торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе с допускаремым отклонением \pm одна нитка. Моменты свинчивания приведены в табл. 21.1.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт на гладкие высокогерметичные трубы расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы должно быть равно:

Условный диаметр, мм	60	73	89	102	114
Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы, мм	4,4	5,0	5,6	6,2	8

После свинчивания трубы и муфты на станке должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и упорного уступа муфты по всему периметру стыка упорных поверхностей.

Гидравлическое испытание труб. Отремонтированные трубы с навинченными муфтами подвергаются шаблонированию, дефектоскопической проверке и гидравлическому испытанию на специальной установке УН-700 конструкции ВНИИТнефти, на которой можно испытывать трубы на давление до 70 МПа.

Испытательное давление (МПа) вычисляют в зависимости от типоразмера и группы прочности стали трубы по формуле

$$p = 2 S R / D,$$

где S — номинальная толщина стенки трубы, мм; D — номинальный наружный диаметр трубы, мм; R — допускаемое напряжение, принимаемое равным $0,8\sigma_{T \min}$, МПа.

Округленные расчетные величины испытательных гидравлических давлений приведены в табл. 17.8. Если расчетное давление, приведенное в табл. 17.8, превышает 70 МПа, то испытательное давление принимается равным 70 МПа.

По согласованию изготовителя с потребителем для труб гладких и с высаженными наружу концами исполнения Б с навинченными муфтами групп прочности Д и К испытательное давление ограничивается 20 МПа и для групп прочности Е и выше — 30 МПа.

ГЛАВА 25

ОБОРУДОВАНИЕ ЦЕХОВ ТРУБНЫХ БАЗ

Оборудование для мойки и очистки труб и соединительных деталей

После бурения каждой скважины бурильные трубы возвращаются в трубную базу на профилактический осмотр и ремонт. До осмотра, сортировки и контроля трубы подвергаются мойке и очистке. Замковые детали, переводники и другие соединительные детали до навинчивания на трубы очищаются от консервационной смазки и загрязнений. Внутренние и наружные поверхности НКТ подвергаются очистке от ржавчины и окалины под нанесение защитных покрытий.

Установка для очистки и мойки труб Р.20. Установка предназначена для очистки и мойки наружной и внутренней поверхностей бурильных и насосно-компрессорных труб, бывших в эксплуатации. Очистка производится вращающимися металлическими щетками, мойка — горячей водой. Для интенсификации отмывки внутренней поверхности трубы внутрь ее периодически подается порция сжатого воздуха.

Техническая характеристика установки

Диаметр обрабатываемых труб, мм	60—168
Длина обрабатываемых труб, м	6—13
Производительность установки, труб/ч	20—30
Температура моющей жидкости, °С	90
Насос подачи моющей жидкости	3КМ-6
Давление воздуха в сети, МПа	0,5—0,6

Расход сжатого воздуха, м ³ /ч	10
Установленная мощность, кВт	27
Габариты, м	24,0×4,0×2,85
Масса, кг	6000

Разработчик — ВНИИТнефть; изготовитель — ПО «Азернефтемашремонт».

При необходимости мойки только наружных поверхностей труб и при небольшом объеме производства могут быть использованы установки моделей 1112 и 1100. Техническая характеристика установок приведена в табл. 25.1.

Машина для мойки бурильных замков. Машина предназначена для мойки наружной и внутренней поверхностей бурильных замков и удаления смазки. Мойка осуществляется горячей водой, нагретой до температуры 90°C и подаваемой под давлением 0,5—0,6 МПа.

Техническая характеристика установки

Размеры обрабатываемых замков, мм	
диаметр	80—230
длина	140—365
Производительность, шт/ч	30
Установленная мощность, кВт (без электронагревателей)	10
Максимальная рабочая мощность электронагревателей, кВт	110
Рабочий объем емкости для подогрева воды, м ³	2
Температура моющей жидкости, °С	90±5
Давление подачи моющей жидкости, МПа	0,5±0,1
Габариты, м	4,4×3,45×1,85
Масса, кг	2200

Таблица 25.1

Характеристика машин для мойки замков

Параметры	Модель установки	
	1112	1100
Тип установки	Передвижная с приводом от электродвигателя	Стационарная с приводом от электродвигателя
Питание установок	Из водоемов и водопроводной сети	Из водопроводной сети
Тип насоса	Вихревой пятиступенчатый, непосредственно соединенный с электродвигателем	Вихревой трехступенчатый, непосредственно соединенный с электродвигателем
Производительность при максимальном напоре, л/мин	75—80	45
Электродвигатель: мощность, кВт	7	3,2
напряжение, В	220/380	
Моечный пистолет	Модель 134-1 с механическим распылителем	
Габариты, мм	1600×660×1013	1100×420×560
Масса, кг	250	100

Таблица 25.2

Техническая характеристика приспособления

Приспособле- ние	Назначение	Привод при- способления	Мощность привода, кВт	Габариты, мм				Масса, кг
				Длина	Шври- на	Высота	Диа- метр	
P.51.01	Для очистки резьб ниппел- лей	Машина сверлильная пневматиче- ская ИП-1021	0,59	455	174— 232	174— 232	—	0,9— 1,0
P.51.02	Для очист- ки резьб муфт			455	—	—	85— 143	0,75— 1,0
P.51.03	Для зачист- ки уплотни- тельных торцов			235— 280	—	—	165— 204	4,3— 6,5
P.51.04	Для зачист- ки резьб	Машина сверлильная пневматиче- ская ИП-2009	0,44	400	80	65	—	2,0

Примечание. Габариты приспособления меняются в зависимости от размеров обрабатываемых замковых деталей.

Разработчик — ВНИИТнефть, изготовитель — ПО «Азернефте-машремонт».

Комплект механизированных приспособлений для очистки труб и резьб. Приспособления предназначены для очистки замковых резьб от засохшей корки глинистого раствора, ржавчины, загрязнений, а также для зачистки заусенцев, небольших забоин, задиров и других мелких дефектов на торцах и резьбах замковых деталей. Комплект состоит из четырех самостоятельных приспособлений, предназначенных для обработки бурильных труб с условными диаметрами от 89 до 168 мм: P.51.01 — для очистки ниппельных резьб; P.51.02 — для очистки муфтовых резьб металлическими щетками; P.51.03 — для зачистки уплотнительных торцов чашечным цилиндрическим абразивным кругом; P.51.04 — для зачистки резьбы чашечным коническим абразивным кругом (табл. 25.2).

Изготовитель — Волгоградский ремонтно-механический завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Приспособление для очистки резьб, зачистки торцов и резьб. Приспособление разработано на базе электрошлифовальной машины ИЭ 8201. Машина выпускается заводом в комплекте: электродвигатель, гибкий вал, головка шлифовальная прямая, головка шлифовальная угловая.

Для условий трубных баз электрошлифовальная машина до-

укомплектовывается головкой для очистки резьб и устройствами для подвески машины и питающего кабеля.

Прямая шлифовальная головка предназначена для зачистки дефектов на торцах дисковым шлифовальным кругом.

Угловая шлифовальная головка предназначена для зачистки дефектов на торцах и на резьбах чашечными цилиндрическими и коническими шлифовальными кругами. Конструкция угловой головки позволяет производить мокрое шлифование.

Головка для очистки резьб, снабженная конической проволочной щеткой, предназначена для очистки наружных и внутренних резьб, а также для очистки мест клеймения на трубах.

Техническая характеристика установки

<i>Прямая шлифовальная головка</i>	
Частота вращения, об/мин	2800
Диаметр шлифовального круга, мм	200
Масса головки без круга, кг	2,8
<i>Угловая шлифовальная головка</i>	
Частота вращения, об/мин	3900
Диаметр шлифовального круга, мм	125
Масса головки без круга, кг	2,9
<i>Головка для очистки резьб</i>	
Частота вращения, об/мин	2800
Длина	130
Масса, кг	1,6
<i>Гибкий вал</i>	
Длина, мм	3600
Масса с броней, кг	11
Частота вращения, об/мин	2800

Разработчик — АзНИПИнефть.

Установка для пескоструйной очистки внутренней поверхности труб. Установка предназначена для пескоструйной очистки внутренней поверхности труб от ржавчины и окалины под нанесение покрытий. Очистка производится металлическим песком размером 0,7—1,2 мм или сухим кварцевым песком размером 1—2 мм, который в смеси с воздухом под давлением 0,4—0,6 МПа через сопло выбрасывается на внутреннюю поверхность трубы.

Техническая характеристика установки

Размеры обрабатываемых труб, мм:	
диаметр	50—400
длина	< 12000
Масса труб, кг	< 1500
Частота вращения труб, об/мин, диаметром, мм:	
50	96
400	24
Подача сопла вдоль трубы, м/мин, при диаметре тянущего барабана, мм:	
160	0,5
250	0,75
400	1,25
Время обработки трубы длиной 12 м со скоростью 0,75 м/мин, мин	16
Расход воздуха на обработку одной трубы при давлении воздуха 0,4 МПа (сопло с тремя выходными отверстиями диаметром 6 мм), м ³	137
Габариты, м	10,0×0,9×1,0

Разработчик — ВНИИТнефть, изготовитель — Волгоградский ремонтно-механический завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Оборудование для заточки и доводки режущего инструмента

Станок точильно-шлифовальный двусторонний ЭБ634. Станок предназначен для заточки резцов, сверл, слесарного инструмента.

Техническая характеристика установки

Наибольший диаметр шлифовального круга, мм	400
Окружная скорость круга, м/с	15/30
Размеры обрабатываемых изделий, мм:	
высота	До 100
диаметр	До 50
Частота вращения шпинделя, об/мин	710/1425
Мощность электродвигателя, кВт	2,8/4,6
Габариты, мм	1000×665×1230
Масса, кг	430

Изготовитель — Мукачевский станкостроительный завод им. С. М. Кирова.

Станок алмазно-заточной для резцов 3622Д. Станок предназначен для алмазной заточки и доводки твердосплавных напайных резцов всех типов.

Техническая характеристика станка

Высота устанавливаемого резца, мм	6,25
Наибольшая длина устанавливаемого резца, мм	300
Круг	Шлифовальный алмазный
Форма	АЧК
Наружный диаметр, мм	150; 200
Частота вращения шлифовального круга, об/мин	2540; 3560
Число электродвигателей (с электронасосом)	2
Мощность, кВт	0,8; 0,12
Габариты, мм	560×800×1280
Масса, кг	460

Изготовитель — Мукачевский станкостроительный завод им. С. М. Кирова.

Станок для доводки твердосплавных резьбовых резцов 3822. Станок предназначен для доводки резьбовых резцов, гребенок и другого фасонного инструмента.

Техническая характеристика установки

Размеры сечения обрабатываемого резца, мм	10×10; 16×25
Шаг резьбы обрабатываемых резцов	2,54—6,35
Диаметр доводочного диска, мм	250
Частота вращения доводочных дисков, об/мин	42; 60; 85
Мощность электродвигателя, кВт	0,4
Габариты, мм	1040×680×1315
Масса, кг	700

Изготовитель — Мукачевский станкостроительный завод им. С. М. Кирова.

Станок профилешлифовальный 395М. Станок предназначен для шлифования инструмента, имеющего сложный профиль.

Таблица 25.3

Параметры муфтонаверточных станков

Параметры	Модель станка		
	98Д15	98Д38	98Д53
Условный диаметр свинчиваемых соединений, мм	33—114	114—380	168—508
Диаметр зажимаемых в патроне муфт, мм	48—166	133—402	188—533
Наибольший вращающий момент на шпинделе, кН·м	6,0	40,0	35,0
Рабочее давление воздуха в сети, МПа		0,5	
Высота оси шпинделя, мм:			
от пола	1100	1200	120
от станины	350	530	530
Габариты, м	3,4×1,8× ×1,53	4,62×2,25× ×1,85	4,93×2,4× ×1,96
Масса, кг	6610	16890	17140

Изготовитель — Тбилисский станкостроительный завод им. С. М. Кирова.

Техническая характеристика установки

Наибольшие размеры обрабатываемой поверхности, мм	150×60
Наибольшая толщина обрабатываемой детали, мм	50
Наибольший диаметр обрабатываемой детали, мм	100
Частота вращения шлифовального круга, об/мин	3560—4570
Мощность электродвигателя, кВт	1,2
Габариты, мм	1500×1200×150
Масса, кг	950

Изготовитель — Вильнюсский завод шлифовальных станков.

Муфтонаверточные станки

Станки предназначены для машинного довинчивания муфт на трубы с заданным вращающим моментом. Труба с предварительно навинченной на нее вручную муфтой закрепляется в пневматических тисках. Муфта закрепляется в самозажимном патроне.

Краткая техническая характеристика муфтонаверточных станков приведена в табл. 25.3.

Трубонарезные станки

Станки предназначены для чистовой проточки и нарезания резьб на концах нарезных труб нефтяного сортамента.

Краткая техническая характеристика трубонарезных станков приведена в табл. 25.4.

Оборудование для гидротестирования труб

Оборудование предназначено для испытания нарезных труб нефтяного сортамента внутренним гидростатическим давлением.

Таблица 25.4

Параметры трубонарезных станков

Параметры	Модель станка				
	9М14	1Н983	91Н15	91Н25 полуавтоматы	91Н53
Диаметр обрабатываемых труб, мм	30—190	70—290	30—150	50—250	168—530
Наибольшая длина проточки по копировальной линейке, мм	400	420		400	
Частота вращения изделия, об/мин	16—500	8—355	100—710	56—400	22,4—160
Мощность, кВт	14,1	18,0	18,9/27,7	18,9/27,7	18,9/27,7
Габариты, м	3,05×1,63× ×1,35	3,4×1,86× ×1,53	4,74×2,32× ×2,23	3,89×2,25× ×2,29	4,45×2,69× ×2,68
Масса, кг	4350	9050	16 500	16 700	21 800
Завод-изготовитель	Тбилисский станкостроительный им. С. М. Кирова	Рязанский станкостроительный	Тбилисский станкостроительный им. С. М. Кирова	Тбилисский станкостроительный им.	

Установка для гидротестирования обсадных труб У-700 А. Установка предназначена для работы в закрытом помещении с температурой воздуха 5—50°C. Рабочий агент — пресная вода.

Техническая характеристика установки

Максимальное опрессовочное давление, МПа	80,0
Размеры испытываемых труб, мм:	
диаметр	114—340
длина	5000—13000
Производительность установки, труб/ч	18
Максимальный вращающий момент при свинчивании трубы с герметизирующими устройствами, Н·м	150
Потребляемая мощность, кВт	50
Габариты, м	20,0×6,0×2,2
Масса, кг	17300

Разработчик — ВНИИТнефть, изготовитель — Сызранский завод «Нефтемашремонт».

Установка для гидротестирования насосно-компрессорных труб УН-700. Установка предназначена для работы в закрытом помещении. Рабочий агент — пресная вода.

Техническая характеристика установки

Испытательное давление, МПа	70,0
Размеры испытываемых труб, мм:	
диаметр	60—114
длина	5500—10000
Производительность установки, труб/ч	27—43
Потребляемая мощность, кВт	50
Габаритные размеры, м	16,0×4,0×2,4
Масса, кг	12000

Разработчик — ВНИИТнефть, изготовитель — Сызранский завод «Нефтемашремонт».

Арматура для опрессовки бурильных труб в буровой. Арматура предназначена для периодических испытаний бурильных труб (свечами) в буровой в процессе подъема бурильного инструмента из скважины.

Техническая характеристика установки

Шифр	АОБТ
Диаметры опрессовываемых бурильных труб, мм:	
стальных	114; 140
алюминиевых	114; 129; 147
Максимальное опрессовочное давление, МПа	30,0
Максимальное рабочее давление, МПа	20,0
Источник давления	Цементировочный агрегат
Рабочий агент	Вода
Габариты, мм:	
нижней части:	
длина	1047
ширина	500
верхней части:	
длина	1600
ширина	197
Масса, кг	200

Разработчик — ПО «Саратовнефтегаз».

Оборудование для навинчивания замков на бурильные трубы

Установка для индукционного нагрева и навинчивания бурильных замков УИНЗ-1. Установка включает следующий комплекс оборудования и механизмов: индукционный нагреватель для нагрева замков; вентиляционное устройство, предназначенное для отсоса продуктов сгорания при нагреве замков; пневматические зажимы, служащие для фиксации труб в процессе навинчивания замков; электрошкаф управления; переносной пульт включения нагревателя; трансформатор, понижающий напряжение от 380 В в сети до 60 В в индукционном нагревателе; электроталь, подвешенную на поворотной балке; узел водоснабжения, назначение которого охлаждать трубчатую обмотку индукционного нагревателя; приспособление для ручного навинчивания замковой детали на трубу.

Техническая характеристика установки

Тип нагреваемых замков	ЗН-95—ЗШ-178
Время нагрева одной замковой детали в зависимости от ее размера, мин	5—7
Потребляемая мощность в зависимости от размеров замковой детали, кВт	12—9,5
Напряжение питания, В	380
Закрепление труб	В пневмозажимах
Режим нагрева и отключение установки	Автоматические

Разработчик — АзНИПИнефть. Изготовитель — Бакинский электромеханический завод ВПО «Каспморнефтегазпром»; Бориславский ремонтно-механический завод.

Нагреватель индукционный переносной НИП-168. Нагреватель индукционный переносной с электрошкафом предназначен для нагрева замков бурильных труб в процессе сборки.

Техническая характеристика нагревателя

Диаметр рабочего пространства нагревателя, мм	215
Длина рабочего пространства с равномерным нагревом, мм	120
Температура нагрева, °С	< 500
Время нагрева одного конца в зависимости от типоразмера, мин	≥ 18
Объемный расход воды на охлаждение индуктора, л/с	≥ 0,1
Напряжение питания, В	220
Потребляемая мощность, кВт	35
Габариты, мм:	
нагревателя	415×306×433
электрошкафа	270×230×430
Масса, кг:	
нагревателя	49
электрошкафа	16

Стенд для навинчивания замков на алюминиевые бурильные трубы. Стенд предназначен для навинчивания замков в холодном виде на алюминиевые бурильные трубы с приложением регламентированного крутящего момента.

Техническая характеристика стенда

Размеры свинчиваемых труб, мм:	
наружный диаметр	64—170
длина	6000—12500
Наибольший вращающий момент, кН·м	27
Производительность, труб/ч	30
Установленная мощность, кВт	10
Габариты, м	16,7×1,5×1,2
Масса, кг	8000

Разработчик — ВНИИТнефть.

Подъемно-транспортное оборудование

Для подъема и перемещения труб и соединительных деталей трубные базы используют: краны козловые, башенные, электрические подвесные, консольно-поворотные, тали электрические, рольганги, съемоукладчики, трубовозы.

Кран козловой электрический ККС-10 предназначен для перемещения труб в открытых складах деловых дворов трубных баз.

Техническая характеристика ККС-10

Грузоподъемность, т	10
Пролет, м	20; 32
Высота подъема, м	10
Вылет консоли, м	8; 9
Скорость, м/мин:	
подъема	15
передвижения грузовой тележки	40
крана	36
Мощность электродвигателей механизмов, кВт:	
подъема	22
передвижения грузовой тележки	5
крана	7,5×2
База, м	14
Длина моста, м	42,88; 54,88
Масса, кг	37,8; 42

Таблица 25.5

Параметры кранов для внутрицеховых перемещений

Параметры	Модель крана			
	1,0—10,8—9— 6—220; 1,0— 16,8—15—6— 220	2,0—10,8—9— 6—220; 2,0—16,8—15— 6—220	3,2—10,8—9— 6—220; 3,2—16,8—15— 6—220	5,0—10,8—9— 6—220; 5,0—16,8—15— 6—220
Грузоподъемность, т	1,0	2,0	3,2	5
Пролет, м	9; 15	9; 15	9; 15	9; 15
Длина крана, м	10,8; 16,8	10,8; 16,8	10,8; 16,8	10,8; 16,8
Высота подъема, м	6	6	6	6
Скорость, м/мин:				
подъема			8	
передвижения тали			20	
передвижения крана			32	
Мощность электродвигате- лей механизмов, кВт:				
подъема	1,7	2,8	4,5	7,0
передвижения тали	0,18	0,4	0,4	0,6×2
передвижения крана	0,18×2	0,27×2	0,4×2	0,6×2
Масса, кг	1045; 1750	1425; 2450	1945; 3050	2480; 3820

Технические данные кранов для внутрицеховых перемещений приведены в табл. 25.5.

Краны консольные поворотные предназначены для подъема и перемещения грузов в радиусе 4 м. Техническая характеристика кранов приведена в табл. 25.6.

Рольганги и съемоукладчики. Рольганги предназначены для транспортирования труб вдоль оси между деловым двором и цехами, а также внутри цехов. Рольганг состоит из системы приводных и не приводных роликов, чередующихся между собой. Съемоукладчики предназначены для перемещения труб со стеллажей на рольганги и с рольгангов на стеллажи.

Таблица 25.6

Параметры консольных кранов

Параметры	Краны консольные поворотные		
	1000	1000	500
Грузоподъемность, кг	1000	1000	500
Высота подъема груза, м	3	3	2,8
Радиус поворота, м		4	
Угол поворота, градус		360	
Скорость, м/мин:			
подъема груза		8	
передвижения груза		20	
Скорость поворота консоли, об/мин	3	(поворот	ручной)
Длина консоли, мм	5470	5250	4060
Высота крана общая, мм	4300	4060	3830
Масса, кг	1460	1605	1100

Ролик приводной 5975.15, имеющий двигатель с редуктором МРА-П $\frac{0,8}{40}$, предназначен для перемещения труб диаметрами 60—219 мм.

Техническая характеристика

Мощность, кВт	0,8
Габариты, мм	510×535×1240
Масса, кг	135

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома, изготовитель — Отрадненский ремонтно-механический завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Ролик неприводной 5975-16 предназначен для перемещения труб диаметрами 60—219 мм.

Габариты, мм	300×297×1200
Масса, кг	58

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома, изготовитель — Отрадненский ремонтно-механический завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Ролик 6777-2 применяется в качестве приводного и неприводного для перемещения труб диаметрами 60—508 мм.

Габариты, мм	465×250×1235
Масса, кг	75

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома, изготовитель — Куйбышевский РМЗ Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Привод рольганга 6777-3 предназначен для группового привода роликов 6777-2.

Привод цепной от электродвигателя через червячный редуктор.

Габариты, мм	600×330×380
Масса, кг	75

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома, изготовитель — Отрадненский ремонтно-механический завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

Техническая характеристика съемуокладчиков приведена в табл. 25.8.

Трубовозы. Трубовозы предназначены для перевозки труб и плетей.

Электромеханизированный трубовоз АЗИНМАШ-22М предназначен для перевозки и самостоятельной нагрузки труб и других длинномерных изделий.

Техническая характеристика трубовоза АЗИНМАШ-22М

Грузоподъемность, кг:	
по дорогам с асфальтовым покрытием	8000
по грунтовым дорогам	6000
по бездорожью	3000
Наименьший радиус поворота, м	9,4
Габариты, мм:	
длина (максимальная)	18200
длина (минимальная)	12200

Таблица 25.8

Параметры съмоукладчиков

Параметры	Съмоукладчик со стеллажа на рольганг			Съмоукладчик с рольганга на стеллаж		
	5975.31	6777.4	1178.03	5975.41	6777.1	1178.04
Диаметры труб, мм	60—219	60—508	48—114	60—219	60—508	48—114
Привод	Пневмоцилиндр					
Габариты, мм	1200×344×280	4250×1150× ×1350	4500×655× ×1040	990×300× ×1250	4250×1050× ×1450	4300×530×525
Масса, кг	160	342	121	49	165	98

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома, изготовитель — завод Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

ширина	2400
высота без груза	2360
Собственная масса трубовоза, кг	9375
Погрузка и разгрузка двумя тяговыми лебедками с приводом от электродвигателя:	
мощность, кВт	2,8

Изготовитель — Бакинский машиностроительный завод им. В. И. Ленина ВПО «Союзнефтемаш».

Трубовоз электромеханизированный 2ТЭМ предназначен для перевозки труб, турбобуров и других длинномерных грузов с механизированными погрузкой и разгрузкой.

Техническая характеристика трубовоза 2ТЭМ

Грузоподъемность, кг:	
при эксплуатации по дорогам с бетонным и асфальтовым покрытием	6200
при эксплуатации по всем видам дорог, а также участкам бездорожья	4000
Максимальная скорость при движении по горизонтальному участку сухого и ровного асфальта, км/ч	80
Максимальная масса одновременно перевозимых труб, кг	3000
Допустимая длина перевозимых труб, м	5—13

Изготовитель — Бакинский машиностроительный завод им. В. И. Ленина ВПО «Союзнефтемаш».

Плетьевоз ПВ 204 предназначен для перевозки труб и плетей.

Техническая характеристика плетьевоза ПВ 204

Грузоподъемность, кг	19000
Максимальная скорость нагруженного плетьевоза по сухому асфальтированному шоссе, км/ч	62
Средняя эксплуатационная скорость, км/ч	12
Длина перевозимых длиномеров, мм	12—36
Диаметр перевозимых длиномеров, мм	<1420

Изготовитель — машиностроительный завод «Бакинский рабочий» ВПО «Союзнефтемаш».

Сварочно-наплавочное оборудование

Автомат для дуговой наплавки под флюсом А-580М с источником питания преобразователем ПСО-500 предназначен для наплавки поверхностей деталей тел вращения на постоянном токе.

Техническая характеристика автомата А-580М

Диаметр наплавляемых деталей, мм	40—650
Напряжение в сети питания, В	200 или 380
Номинальный сварочный ток, А	500
Электродная проволока	Сплошная и порошковая
Диаметр электродной проволоки, мм	1—3
Скорость наплавки, м/ч	12—40
Скорость подачи электродной проволоки, м/мин	0,8—6,5
Габариты, мм	
сварочного аппарата	950×1200×1250
распределительного шкафа	760×530×685

Разработчик — Институт электросварки им. Е. О. Патона.

Автомат для дуговой наплавки под флюсом А-874-Н, универсальный с источником питания преобразователем ПСО-1000, предназначен для широкоослойной наплавки одиночным электродом, горячекатаной проволокой, для наплавки кольцевых изделий с импульсным перемещением тележки на шаг наплавки и широкоослойной наплавки холоднокатаной, литой и порошковой лентами.

Техническая характеристика автомата А-874-Н

Напряжение в сети питания, В	380
Номинальный сварочный ток, А	1000
Диаметр электродной проволоки, мм	До 6,5
Скорость наплавки, м/ч	5—58
Размеры электродов, мм:	
сплошная проволока, мм	До 6
порошковая проволока	2,0—3,5
Скорость подачи электродной проволоки, м/мин	0,08—3,83
Габариты, мм	1100×810×2000
Масса, кг	285

Самоходный универсальный автомат АБС предназначен для сварки и наплавки продольных и кольцевых металлических швов.

Техническая характеристика автомата АБС

Диаметр электродной проволоки, мм	2—6
Скорость подачи электродной проволоки, м/ч	28,5—225
Скорость сварки, м/ч	14—110
Сварочный ток, А	1500
Вид сварочного тока	Постоянный или переменный
Габариты аппарата, мм	760×710×1750
Масса аппарата, кг	160
Габариты пульта управления, мм	760×530×635
Масса пульта управления, кг	80

Разработчик — Институт электросварки им. Е. О. Патона, изготовитель — Ленинградский центральный ремонтно-механический завод Ленгорисполкома.

Манипулятор (вращатель) сварочный 5975.18 предназначен для вращения свариваемых изделий при сварке и наплавке труб и соединительных деталей.

Техническая характеристика манипулятора

Частота вращения шпинделя, об/мин	0,576—0,096
Привод манипулятора	Электродвигатель
мощность, кВт	0,6
частота вращения, об/мин	1360
Габариты, мм	1000×1005×3160
Масса, кг	661

Разработчик — СКТБ Главнефтемашремонта Миннефтепрома.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²		Осевой момент инерции поперечного сечения трубы, см ⁴	Осевой момент сопротивления, см ³			Масса трубы, кг/м	Приведенная масса 1 м трубы (кг/м) в соответствии с длиной, м		
				тела	канала		гладкой части трубы	высаженного конца в основ- ной плоскости резьбы	6		8	11,5	

Бурильные трубы с высаженными внутрь концами и навинченными замками

60	60,3	7	46,3	11,7	16,8	42,3	14,0	16,0	9,15	10,8	10,4	10,0
		9	42,3	14,5	14,0	49,1	16,3	17,2	11,3	12,9	12,5	12,2
73	73,0	7	59,0	14,5	27,3	79,9	21,8	26,9	11,4	14,3	13,6	12,9
		9	55,0	18,0	23,7	94,4	25,8	30,8	14,2	17,1	16,4	15,7
		11	61,0	21,4	20,4	106,2	29,1	31,8	16,8	19,5	18,9	18,3
89	89,0	7	75,0	18,0	44,2	152,7	34,3	45,8	14,2	17,5	16,7	16,0
		9	71,0	22,6	39,6	183,2	41,2	54,1	17,8	21,1	20,3	19,5
		11	67,0	26,9	35,2	209,1	47,0	56,0	21,2	24,3	23,5	22,8
102	101,6	7	87,6	20,8	60,3	234,0	46,1	62,1	16,4	21,8	20,5	19,3
		8	85,6	23,5	57,5	259,5	51,1	68,0	18,5	23,9	23,0	21,4
		9	83,6	26,2	54,9	283,3	55,8	73,1	20,4	25,7	24,4	23,2
		10	81,6	28,8	52,3	305,4	60,1	77,3	22,4	27,6	26,4	25,2
114	114,3	7	107,3	23,6	79,0	341,0	59,7	92,7	18,5	24,2	22,9	21,6
		8	98,3	26,7	75,9	379,5	66,4	100,0	20,9	26,7	25,3	24,0
		9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	106,2	23,3	29,0	27,6	26,4
		10	94,3	32,8	69,8	449,7	78,7	111,5	25,7	31,4	30,0	28,7
		11	92,3	35,7	66,9	481,6	84,3	113,8	28,0	33,5	32,2	31,0
127	127,0	7	113,0	26,4	100,2	476,6	75,0	119,2	20,7	26,6	25,2	23,9
		8	111,0	29,9	96,7	531,8	83,7	129,4	23,5	29,3	27,9	26,6
		9	109,0	33,4	93,3	584,1	92,0	138,4	26,2	32,0	30,6	29,3
		10	107,0	36,8	89,9	633,5	99,8	146,2	28,9	34,6	33,3	32,0
140	139,7	8	123,7	33,1	120,1	720,3	103,1	169,0	26,0	35,1	32,9	30,9
		9	121,7	36,9	116,3	792,8	113,5	181,5	39,0	38,0	35,8	33,8
		10	119,7	40,7	112,5	861,9	123,4	192,6	32,0	40,9	38,8	36,8
		11	117,7	44,5	108,8	927,6	132,8	206,8	35,0	43,9	41,8	39,8
168	168,3	9	150,3	45,0	177,3	1433,3	170,3	277,5	35,3	46,0	43,4	41,1
		10	148,3	49,7	172,6	1564,0	185,9	296,6	39,0	49,6	47,1	44,7

Бурильные трубы с приваренными по высаженной части бурильными замками

73	73,0	7	59,0	14,5	27,3	79,9	21,8	—	11,4	—	13,8	13,0
		8	57,0	16,3	25,5	87,6	24,0	—	12,8	—	15	14,4
89	89,0	7	75,0	18,0	44,2	152,7	34,3	—	14,2	—	16,7	15,9
		8	73,0	20,4	41,8	168,6	37,9	—	16,6	—	18,9	18,2
114	114,3	9	96,3	29,8	72,8	415,7	72,7	—	23,3	—	27,5	26,2
		10	94,3	32,8	69,8	449,7	78,8	—	25,7	—	29,8	28,5
127	127,0	9	109,0	33,4	93,3	584,1	92,0	—	26,2	—	31,5	29,8
		10	107,0	36,8	89,9	633,5	99,8	—	28,9	—	34,0	32,4

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ И КРУТЯЩИЕ МОМЕНТЫ
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, 0,1 кН					Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу прочности, 0,1 кН					Крутящий момент, соответствующий пределу текучести, 0,1 кН				
			Группа прочности														
			Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М

Бурильные трубы с высаженными внутрь концами и навинченными замками

60	60,3	7	45	58	64	76	88	76	82	88	94	105	614	808	888	1050	1212
		9	55	72	80	94	109	94	101	109	116	130	714	940	1035	1223	1410
73	73,0	7	55	72	80	94	109	94	101	109	116	130	956	1258	1384	1635	1887
		9	68	90	99	117	135	117	126	135	144	162	1131	1487	1637	1935	2233
		11	81	107	118	139	160	139	150	160	171	193	1276	1679	1847	2183	2519
89	89,0	7	68	90	99	117	135	117	126	135	144	162	1504	1979	2177	2573	2969
		9	86	113	124	147	170	147	158	170	181	203	1807	2377	2615	3090	3566
		11	102	134	148	175	202	175	188	202	215	242	2061	2712	2983	3525	4068
02	101,6	7	79	104	114	135	156	135	146	156	166	187	2022	2660	2926	3458	3990
		8	89	117	129	153	176	153	164	176	188	211	2241	2948	3243	3833	4423
		9	99	131	144	170	196	170	183	196	210	236	2447	3220	3542	4185	4829
		10	109	144	158	187	216	187	202	216	230	259	2635	3468	3815	4508	5202
114	114,3	7	90	118	130	153	177	153	165	177	190	212	2618	3444	3789	4478	5167
		8	101	134	147	174	200	174	187	200	214	240	2912	3831	4214	4981	5747
		9	113	149	164	194	224	194	209	224	238	268	3188	4195	4614	5453	6292
		10	125	164	180	213	246	213	230	246	262	295	3451	4541	4995	5903	6811
		11	136	178	196	232	268	232	250	268	286	321	3697	4864	5350	6323	7296
127	127,0	7	100	132	145	172	198	172	185	198	211	238	3289	4327	4760	5626	6491
		8	114	150	164	194	224	194	209	224	239	269	3670	4829	5312	6278	7244
		9	127	167	184	217	250	217	234	250	267	301	4034	5308	5839	6900	7963
		10	140	184	202	239	276	239	258	276	294	331	4376	5758	6334	7486	8638
140	139,7	8	126	165	182	215	248	215	232	248	265	298	4521	5949	6544	7734	8923
		9	140	184	203	240	277	240	256	277	295	332	4977	6549	7203	8514	9823
		10	155	204	224	264	305	264	285	305	326	366	5411	7120	9178	9256	10680
		11	169	222	245	289	334	289	311	334	356	400	5824	7663	8429	9961	11494
168	168,3	9	171	225	247	292	337	292	315	337	360	405	7468	9826	10809	12774	14740
		10	189	248	273	323	373	323	348	373	398	447	8152	10726	11799	13944	16090

Бурильные трубы с приваренными по высаженной части бурильными замками

73	73,0	7	55	72	80	94	109	94	101	109	116	130	956	1258	1384	1635	1887
		8	62	81	90	106	122	106	114	122	130	147	1051	1385	1523	1800	2077
89	89,0	7	68	90	99	117	135	117	126	135	144	162	1504	1979	2177	2573	2969
		8	77	102	112	133	153	133	143	153	163	184	1660	2187	2405	2843	3280
114	114,3	9	113	149	164	194	224	194	209	224	238	268	3188	4195	4614	5453	6292
		10	125	164	180	213	246	213	230	246	262	295	3451	4541	4995	5903	6811
127	127,0	9	127	167	184	217	250	217	234	250	267	301	4034	5308	5839	6900	7963
		10	140	184	202	239	276	239	258	276	294	331	4376	5758	6334	7486	8638

КРИТИЧЕСКИЕ ДАВЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИСПОЛНЕНИЯ Б (10 МПа)

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
		Овальность 0,01						
114	5,2	185	216	228	244	256	270	276
	5,7	221	264	281	305	323	344	354
	6,4	272	333	359	397	426	463	479
	7,4	343	431	471	533	585	654	586
	8,6	426	545	602	694	777	896	956
	10,2	534	691	770	899	1022	1211	1315
127	5,6	173	201	211	225	236	248	253
	6,4	225	269	287	312	331	354	364
	7,5	297	367	398	444	481	528	549
	9,2	404	515	568	652	726	831	883
	10,7	496	640	711	828	936	1101	1189
140	6,2	176	204	215	229	240	252	257
	7,0	223	266	284	308	326	349	358
	7,7	264	323	348	383	411	445	460
	9,2	352	443	485	550	605	679	714
	10,5	426	544	601	693	775	894	954
146	6,5	177	205	216	230	241	254	259
	7,0	205	242	257	277	292	310	317
	7,7	245	295	317	347	370	397	410
	8,5	290	357	387	430	465	509	529
	9,5	345	434	475	537	590	660	693
	10,7	410	523	578	664	741	849	904
168	7,3	167	193	203	216	226	237	242
	8,9	246	297	319	349	373	401	413
	10,6	329	411	449	505	553	614	643
	12,1	400	509	561	643	716	818	869
178	5,9	90	99	102	106	109	112	113
	6,9	131	148	154	162	167	174	177
	8,1	185	216	228	245	256	271	277
	9,2	237	285	305	332	353	379	390
	10,4	292	361	391	435	471	516	536
	11,5	343	430	470	532	584	652	684
	12,7	396	504	555	636	708	808	857
	13,7	440	564	624	721	809	937	1003
	15,0	497	641	712	829	938	1103	1192
	194	7,6	135	152	158	166	172	179
8,3		163	188	197	209	218	229	233
9,5		214	254	271	293	310	329	338
10,9		274	336	362	401	431	469	486
12,7		350	440	482	546	600	673	707
15,1		447	574	635	735	825	958	1027

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 3

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
219	6,7	73	79	82	84	86	88	89
	7,7	104	115	119	124	127	132	133
	8,9	145	165	173	182	189	198	201
	10,2	194	227	240	258	271	287	293
	11,4	239	288	308	337	358	384	396
	12,7	288	355	384	427	461	504	524
	14,2	344	431	472	534	586	655	688
Овальность 0,015								
245	7,9	76	84	88	92	95	99	100
	8,9	101	114	119	126	131	137	140
	10,0	131	151	159	170	179	189	193
	11,1	163	192	204	221	233	250	257
	12,0	190	227	243	265	283	305	316
	13,8	245	301	326	362	393	432	451
	15,9	310	389	426	482	531	599	632
273	7,1	44	47	49	50	52	53	54
	8,9	78	86	90	94	97	101	103
	10,2	107	121	127	134	141	148	151
	11,4	137	158	167	179	188	200	205
	12,6	168	199	211	229	243	260	268
	13,8	200	241	259	284	304	329	341
	15,1	236	289	312	347	375	411	428
16,5	275	341	372	417	456	507	532	
299	8,5	55	61	62	65	67	69	70
	9,5	73	81	84	88	91	95	96
	11,1	106	120	126	133	139	146	149
	12,4	135	157	165	177	186	197	202
	14,8	194	232	248	272	280	314	324
324	8,5	45	49	50	52	53	55	55
	9,5	60	66	68	71	73	75	76
	11,0	86	96	100	105	109	113	116
	12,4	113	129	135	144	150	158	161
	14,0	147	172	182	196	206	219	225
340	8,4	38	41	42	44	45	46	47
	9,7	56	61	63	65	67	70	70,1
	10,9	75	83	86	90	93	97	98
	12,2	98	110	115	122	127	132	135
	13,1	115	131	138	147	153	161	165
	14,0	133	154	162	174	182	193	198
15,4	162	191	203	220	233	249	256	
351	9,0	42	46	47	49	50	51	52
	10,0	56	61	63	65	67	69	70
	11,0	71	78	81	84	87	91	92
	12,0	87	97	101	107	111	116	118

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 3

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
377	9,0	35	38	39	40	41	42	42
	10,0	46	50	52	53	55	56	57
	11,0	59	65	67	69	72	74	75
	12,0	73	81	84	88	91	95	96
406	9,5	33	35	36	37	38	39	40
	11,1	50	54	56	58	59	61	62
	12,6	69	76	79	82	85	88	89
	16,7	132	153	161	172	181	191	196
426	10,0	34	36	37	38	39	40	40
	11,0	43	47	48	50	51	52	53
	12,0	54	59	61	63	65	67	68
473	11,1	33	36	37	38	39	40	40
508	11,1	28	29	30	31	32	32	33
	12,7	40	43	44	45	46	48	48
	16,1	72	80	83	87	90	93	95

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

СТРАГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ (0,1 кН), РАССЧИТАННЫЕ ПО ФОРМУЛЕ ЯКОВЛЕВА — ШУМИЛОВА, ДЛЯ ТРУБ С КОРОТКОЙ ТРЕУГОЛЬНОЙ РЕЗЬБОЙ

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	5,2	35(34)	(45)	51	61	70	86	96
	5,7	48(42)	(55)	62	74	85	105	116
	6,4	50(49)	(64)	72	86	100	122	136
	7,4	60(59)	(77)	87	104	120	147	164
	8,6	72(71)	(93)	104	124	144	176	196
127	5,6	45(44)	(58)	66	78	90	111	124
	6,4	55(54)	(72)	80	96	111	136	151
	7,5	68(67)	(88)	99	117	136	166	185
	9,2	87(85)	(112)	126	149	173	212	236
140	6,2	58(57)	(75)	85	101	117	143	159
	7,0	68(67)	(88)	99	118	137	168	186
	7,7	77(76)	(99)	112	133	154	189	210
	9,2	95(93)	(123)	138	164	190	234	260
	10,5	111(109)	(143)	161	191	221	272	302

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
146	6,5	65(64)	(84)	95	113	130	160	178
	7,0	72(71)	(93)	104	124	143	176	196
	7,7	81(79)	(104)	117	140	162	198	220
	8,5	91(89)	(118)	132	157	182	224	249
	9,5	104(102)	(134)	151	179	207	255	283
	10,7	119(117)	(154)	173	205	237	292	324
168	7,3	86(85)	(112)	126	149	173	212	236
	8,9	110(108)	(142)	160	190	220	270	300
	10,6	135(132)	(174)	196	233	269	331	367
	12,1	156(153)	(202)	227	269	312	383	426
178	5,9	63(62)	(82)	92	110	127	156	173
	6,9	84(83)	(109)	123	146	169	207	230
	8,1	103(101)	(133)	150	178	206	253	281
	9,2	120(118)	(155)	174	207	240	294	327
	10,4	138(136)	(179)	201	239	276	339	377
	11,5	155(152)	(200)	225	267	309	380	422
	12,7	173(170)	(223)	251	298	345	424	471
194	7,6	103(101)	(134)	150	178	207	254	282
	8,3	115(113)	(149)	167	199	230	283	314
	9,5	135(134)	(175)	196	234	270	332	369
	10,9	158(157)	(205)	230	273	316	389	432
	12,7	188(184)	(242)	273	324	375	460	512
219	6,7	95(93)	(123)	138	164	190	234	260
	7,7	114(112)	(147)	165	196	227	279	310
	8,9	136(133)	(175)	197	234	271	333	370
	10,2	159(156)	(206)	231	275	318	390	434
	11,4	180(177)	(233)	262	312	361	443	492
	12,7	203(200)	(263)	296	351	407	499	555
	14,2	230(226)	(297)	334	397	459	563	626
245	7,9	132(130)	(171)	192	229	265	325	361
	8,9	153(150)	(198)	222	264	306	375	417
	10,0	176(172)	(227)	255	303	351	431	479
	11,1	198(194)	(256)	287	342	395	485	539
	12,0	216(212)	(279)	314	373	431	530	589
	13,8	252(247)	(325)	366	435	503	618	687
273	7,1	118(116)	(152)	171	203	235	289	321
	8,9	169(166)	(218)	245	292	338	415	461
	10,2	198(195)	(291)	327	389	450	553	614
	11,4	225(221)	(291)	327	389	450	553	614
	12,6	252(247)	(326)	366	435	503	618	687
	13,8	278(273)	(360)	404	481	556	683	759
	15,1	307(301)	(397)	446	530	613	753	837
	16,5	337(331)	(436)	490	582	674	828	920

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 4

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
299	8,5	171 (168)	(221)	249	296	342	420	467
	9,5	195 (192)	(253)	284	337	391	480	533
	11,1	234 (230)	(302)	340	404	468	574	638
	12,4	265 (260)	(343)	385	458	530	650	723
	14,8	322 (316)	(416)	468	556	643	789	878
324	8,5	182 (179)	(235)	264	314	364	446	496
	9,5	208 (204)	(268)	302	359	415	510	567
	11,0	246 (242)	(318)	358	425	492	604	671
	12,4	282 (277)	(364)	409	487	563	691	769
	15,0	322 (316)	(416)	468	556	644	791	879
340	8,4	186 (182)	(240)	270	321	371	456	507
	9,5	220 (216)	(285)	320	381	440	541	601
	10,9	252 (248)	(326)	366	436	504	619	688
	12,2	287 (281)	(370)	416	495	573	703	782
	13,1	310 (305)	(401)	451	536	620	761	846
	14,0	334 (328)	(431)	485	576	667	819	910
	15,4	370 (364)	(478)	538	639	740	908	1010
351	9,0	174 (170)	(224)	252	300	347	426	473
	10,0	199 (196)	(258)	290	344	399	489	544
	11,0	225 (221)	(291)	327	389	450	552	614
	12,0	251 (246)	(324)	364	433	501	615	684
377	9,0	182 (179)	(236)	265	315	364	447	497
	10,0	210 (206)	(271)	304	362	419	514	571
	11,0	237 (232)	(306)	344	408	473	580	645
	12,0	263 (259)	(340)	383	455	526	646	718
406	9,5	257 (252)	(332)	373	443	513	630	700
	11,1	308 (302)	(397)	447	531	615	754	839
	12,6	355 (349)	(459)	516	613	709	871	968
	16,7	483 (474)	(624)	702	834	965	1185	1317
426	10,0	227 (223)	(294)	330	392	454	557	620
	11,0	256 (252)	(331)	372	443	512	629	699
	12,0	286 (280)	(369)	415	493	570	700	779
473	11,1	342 (336)	(442)	497	590	683	839	932
	11,1	359 (352)	(463)	521	619	716	879	978
508	12,7	417 (410)	(539)	606	721	834	1024	1138
	16,1	541 (532)	(700)	787	935	1082	1329	1777

Примечание. Значения нагрузок, взятые в скобки, относятся к трубам исполнения Б.

ДОПУСТИМЫЕ РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ОТТМ И ОТТГ С НОРМАЛЬНЫМ ДИАМЕТРОМ МУФТ ИСПОЛНЕНИЯ Б (С УЧЕТОМ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ ДЛЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ 1,8)

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
114	7,2	73*	81	82	90	102	118	—
	8,6	84*	96	96	106	120	139	154
127	7,5	82*	92	93	102	116	135	149
	9,2	100*	115	116	128	145	168	186
140	7,7	93*	105	106	116	132	154	170
	9,2	110*	128	129	141	161	186	206
	10,5	124*	147	148	162	185	214	236
146	7,7	98*	110	111	122	139	161	178
	8,5	107*	123	124	136	155	180	198
	9,5	119*	139	140	154	174	202	223
	10,7	133*	157	158	174	198	229	253
168	8,0	118*	134	135	148	168	195	216
	8,9	130*	150	151	166	189	220	242
	10,6	153*	181	182	201	228	264	292
	12,1	174*	208	209	230	262	303	335
178	8,1	126*	144	145	159	—	—	—
	9,2	142*	166	166	183	208	241	266
	10,4	160*	189	190	209	237	275	304
	11,5	176*	210	211	232	263	305	337
	12,7	192*	232	233	256	292	338	373
194	9,5	161*	188	189	207	236	273	302
	10,9	183*	217	218	240	273	316	349
	12,7	210*	254	255	280	319	370	409
219	8,9	172*	193	199	220	250	—	—
	10,2	196*	223	229	255	290	336	371
	11,4	217*	244	250	287	326	378	418
	12,7	241*	280	288	321	365	423	467
	14,2	267*	315	322	360	409	475	524
245	8,9	192*	216	223	247	280	—	—
	10,0	215*	245	252	280	318	369	408
	11,1	238*	273	281	313	356	413	456
	12,0	256*	296	305	340	387	448	495
	13,8	292*	342	353	393	447	518	572
273	8,9	216*	238	246	277	315	—	—
	10,2	246*	275	285	321	365	424	468
	11,4	274*	309	320	362	412	477	527
	12,6	301*	343	355	401	457	530	585

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 5

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
299	9,5	252	278	289	326	355	—	—
	11,1	293*	328	340	385	418	—	—
	12,4	326*	369	382	432	470	—	—
324	9,5	273	302	314	355	404	—	—
	11,0	316*	353	366	414	473	—	—
	12,4	354*	401	416	470	536	—	—
340	9,7	293	325	337	—	—	—	—
	10,9	329*	368	381	—	—	—	—
	12,2	367*	414	429	—	—	—	—

* Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности по телу труб 1,3).

ПРИЛОЖЕНИЕ № 6

ДОПУСТИМЫЕ РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ТВО ИСПОЛНЕНИЯ Б (С УЧЕТОМ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ ДЛЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ 1,8)

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
127	9,2	91	98	99	109	124	143	158
140	9,2; 10,5	102	110	111	122	138	160	177
146	9,5; 10,7	110	119	120	131	149	173	191
168	8,9; 10,6; 12,1	125	134	135	149	169	196	216
178	9,2; 10,4; 11,5;							
	12,7	134	145	145	160	182	211	233
194	9,5	161*	188	189	207	236	273	302
	10,9; 12,7	183*	200	201	221	252	292	322

** Допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности по телу труб 1,3).

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Площадь, см ²			Осевой момент инерции I, см ⁴	Осевой момент сопротивления W, см ³	Жесткость EI, Н·м ²	Масса 1 м колонны, кг			
		поперечного сечения F	канала F _B	по наружному диаметру F _H				Трубы гладкие	С высажеными концами	НКБ	НКМ
33	3,5	3,29	5,47	8,76	3,72	2,23	7655	—	2,66	—	—
42	3,5	4,25	9,73	13,98	8,03	3,81	16530	—	3,46	—	—
48	4,0	5,56	12,75	18,31	13,76	5,70	28320	4,45	4,54	—	—
60	5,0	8,68	19,76	28,54	33,46	11,10	68860	7,01	7,12	7,07	7,07
73	5,5	11,66	30,18	41,83	66,83	18,31	137540	9,47	9,64	9,44	9,48
73	7,0	14,51	27,33	41,83	79,88	21,88	164390	11,70	11,87	11,73	11,71
89	6,5	16,70	45,34	62,04	142,77	32,12	293820	13,68	13,93	13,63	13,75
89	8,0	20,21	41,83	62,04	167,12	37,60	343930	—	16,69	16,46	—
102	6,5	19,41	61,62	81,03	220,45	43,40	453690	15,80	16,05	15,74	15,88
114	7,0	23,58	78,97	102,56	340,86	59,64	701490	19,13	19,49	19,09	19,42

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

РАСТЯГИВАЮЩИЕ ОСЕВЫЕ НАГРУЗКИ ДЛЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПО ГОСТ 633—80

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка для резьбовых соединений гладких труб с треугольной резьбой, кН					Растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН				
		Группа прочности									
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	—	—	—	—	—	122	161	181	215	238
42	3,5	—	—	—	—	—	158	208	234	278	308
48	4,0	113	150	166	197	219	207	273	306	364	403
60	5,0	197	259	291	345	383	323	425	478	568	628
73	5,5	278	366	411	487	541	434	571	642	763	844
73	7,0	370	487	547	646	719	540	711	799	950	1050
89	6,5	415	546	613	725	807	622	818	920	1093	1209
89	8,0	—	—	—	—	—	753	990	1113	1323	1463
102	6,5	441	581	652	771	858	723	951	1069	1271	1405
114	7,0	545	718	806	952	1060	878	1156	1299	1544	1707

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ПРИ КОТОРЫХ НАПРЯЖЕНИЯ В ТЕЛЕ ТРУБ ПО ГОСТ 633—80 ДОСТИГАЮТ ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, МПа					Наружное давление, МПа				
		Группа прочности									
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	68,3	89,9	100,9	120,4	132,7	51,2	66,4	72,6	84,8	96,7
42	3,5	54,1	71,1	79,8	95,2	105,1	39,4	50,7	55,2	63,8	72,0
48	4,0	54,0	71,1	79,7	95,1	104,9	41,1	52,7	57,4	66,4	75,1
60	5,0	54,0	71,1	79,8	95,2	105,0	39,0	50,1	54,6	63,1	71,2
73	5,5	49,1	64,6	72,5	86,6	95,4	36,4	46,5	50,5	58,0	65,2
73	7,0	62,5	82,2	92,3	110,2	121,5	51,0	66,1	72,2	84,2	95,7
89	6,5	47,6	62,7	70,4	84,0	92,6	36,5	46,6	50,6	58,0	65,0
89	8,0	58,6	77,1	86,6	112,6	114,0	48,7	63,1	68,9	80,2	91,0
102	6,5	41,7	54,9	61,6	73,5	81,1	29,8	37,5	40,5	45,9	50,8
114	7,0	39,9	52,5	58,9	70,4	77,6	28,9	36,2	38,9	43,9	48,3

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

РАСТЯГИВАЮЩИЕ ОСЕВЫЕ НАГРУЗКИ (кН), ПРИ КОТОРЫХ НАПРЯЖЕНИЕ В СОЕДИНЕНИИ ТРУБ НКМ ДОСТИГАЕТ ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ (ПО ДАННЫМ ВНИИБТа)

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М
60	5,0	264	348	391	464	514
73	5,5	362	477	536	637	704
73	7,0	468	616	693	823	910
89	6,5	539	709	797	947	1047
89	8,0	669	881	990	1176	1300
102	6,5	623	819	921	1094	1210
114	7,0	765	1007	1132	1346	1488

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ II И III КЛАССОВ

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм, не менее	Толщина стенки, мм, не менее	Площадь поперечного сечения, см ² , не менее	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, по группам прочности, 0,1 кН, не более				
				Д	К	Е	Л	М
Трубы II класса								
60	57,6	5,6	9,34	35	47	52	69	70
	56,7	7,2	11,2	43	56	62	73	84

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 11

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм, не менее	Толщина стенки, мм, не менее	Площадь поперечного сечения, см ² , не менее	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, по группам прочности, 0,1 жН, не более				
				Д	К	Е	Л	М
73	70,2	5,6	11,4	43	57	63	74	85
	69,4	7,2	14,1	53	70	78	92	106
	68,6	8,8	16,5	63	83	90	107	124
89	86,2	5,6	14,9	57	75	82	97	112
	85,4	7,2	17,9	68	90	99	117	135
	84,6	8,8	21,2	81	106	117	138	160
102	98,8	5,6	16,8	64	84	93	109	126
	98,4	6,4	18,9	72	95	104	123	142
	98,0	7,2	20,5	78	102	113	133	155
	97,6	8,0	22,7	86	113	125	148	170
114	111,5	5,6	18,6	70	93	102	120	140
	111,1	6,4	21,4	82	107	118	140	160
	110,7	7,2	22,9	87	115	126	150	172
	110,3	8,0	25,9	99	130	142	168	195
	109,9	8,8	27,5	105	138	150	180	206
127	124,2	5,6	21,2	81	106	117	138	160
	123,8	6,4	23,6	90	118	130	154	177
	123,4	7,2	25,9	99	130	142	168	172
	123,0	8,0	28,6	110	143	158	186	215
140	136,5	6,4	25,9	99	130	142	168	172
	135,9	7,2	29,2	111	146	160	190	220
	135,7	8,0	32,2	122	160	177	210	240
	135,3	8,8	35,3	135	177	195	230	265
168	164,7	7,2	35,3	135	177	195	230	265
	164,3	8,0	39,3	150	197	216	255	295
Трубы III класса								
60	55,4	4,55	7,38	28	37	40	48	55
	54,0	5,85	8,9	34	45	50	58	67
73	68,1	4,55	9,1	35	45	50	60	69
	60,7	5,85	11,3	43	57	62	74	85
	65,22	7,11	12,9	49	65	71	84	97
89	84,1	4,55	11,8	45	59	65	77	89
	82,7	5,85	14,1	54	70	78	92	106
	81,22	7,11	16,7	64	84	92	108	125
102	96,7	4,55	12,9	49	65	71	84	97
	96,0	5,2	15,3	57	77	84	100	115
	95,3	5,85	16,4	62	82	90	107	123
	94,6	6,5	18,4	70	92	101	120	138
114	109,4	4,55	15,4	59	77	85	100	115
	108,7	5,2	16,7	64	83	92	109	125
	108,0	5,85	18,2	70	91	100	118	137
	107,3	6,5	20,4	78	102	112	133	153
	106,52	7,11	22,8	87	114	125	148	170

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛ. 11

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм, не менее	Толщина стенки, мм, не менее	Площадь поперечного сечения, см ² , не менее	Растягивающая нагрузка, соответствующая пределу текучести, по группам прочности, 0,1 кН, не более				
				Д	К	Е	Л	М
127	122,1	4,55	17,3	66	86	95	112	130
	121,4	5,2	18,8	72	94	103	122	140
	120,7	5,85	20,4	78	102	112	133	153
	120,0	6,5	23,2	88	116	128	150	174
140	134,1	5,2	21,2	80	106	117	138	160
	133,4	5,85	23,6	90	118	130	153	177
	132,7	6,5	25,9	99	130	143	168	195
	131,92	7,11	28,3	108	141	155	184	212
168	162,0	5,85	29,1	110	145	160	190	218
	161,3	6,5	31,4	120	158	173	204	236

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ИЗ СПЛАВА Д16Т

Номинальные размеры труб, мм		Минимальные размеры труб, мм		Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Допустимая растягивающая нагрузка, 0,1 кН	Допустимый вращающий момент, 0,1 Н·м
Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки			

Трубы II класса

170	11	167,0	8,0	44,1	121,0	4502
147	9	144,0	6,0	29,8	82,0	2686
147	11	144,0	8,0	37,6	103,0	3263
147	13	144,0	10,0	45,1	124,0	3787
147	15	144,0	11,0	48,0	132,0	4023
147	17	144,0	13,0	54,9	151,0	4460
129	9	126,0	6,5	25,8	71,0	2015
129	11	126,0	8,0	32,4	90,0	2432
114	10	111,0	7,0	25,4	70,0	1686
108	10	105,0	7,0	23,8	66,0	1491
103	9	100,0	6,5	20,0	55,0	1217
90	9	95,5	6,5	17,8	49,0	905
73	9	70,5	6,5	13,4	37,0	546
64	8	61,5	5,5	10,0	27,0	341

Трубы III класса

170	11	163,0	6,0	34,3	94,4	3791
147	9	141,0	5,0	25,5	70,0	2418
147	11	141,0	6,0	36,5	80,0	2746
147	13	141,0	8,0	36,5	100,4	3291
147	15	141,0	9,0	39,5	109,0	3546
147	17	141,0	10,0	42,3	116,0	3770
129	9	123,0	5,0	22,1	61,0	1814
129	11	123,0	6,0	25,1	69,0	2047
114	10	108,0	5,0	19,0	52,1	1388
108	10	104,0	5,0	17,8	48,9	1227
90	9	97,0	4,5	14,3	40,0	972

**РАСЧЕТ ТРУБ ОТТМ, ОТТГ, ТБО и НКМ
НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ РАСТЯЖЕНИИ**

Разрушающая нагрузка для труб ОТТМ, ОТТГ и ТБО определяется как наименьшая из подсчитанных исходя из условия разрушения по телу трубы в опасном сечении, условия выхода резьбы из зацепления вследствие уменьшения поперечных размеров трубы от удлинения при растяжении и условия разрушения по муфтовой части соединения в опасном сечении.

Разрушающая нагрузка по телу трубы в опасном сечении определяется по формуле

$$Q_{\text{раз.т}} = 0,785 [(D - 0,22)^2 - (D - 2s)^2] \sigma_{\text{в min}},$$

где D — наружный диаметр трубы, см; s — толщина стенки, см; $\sigma_{\text{в min}}$ — наименьший предел прочности при растяжении, МПа.

Разрушающая нагрузка при выходе резьбы из зацепления рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{выр}} = \pi \left(s - \frac{h_1}{2} \right) \left[\sigma_{\text{T min}} d_c + \frac{\Delta E_1}{\mu_1} + \frac{2h E_1}{\mu_1 - \frac{d_c}{2l} \operatorname{tg}(\varphi - \beta)} \right],$$

где h_1 — высота профиля резьбы, равная 0,16 см; $\sigma_{\text{T min}}$ — наименьший предел текучести при растяжении, МПа; d_c — средний диаметр тела трубы в опасном сечении, равный $D - (s + h_{1/2})$, см; Δ — диаметральный натяг свинченного сечения, см; E_1 — модуль упругости, принимаемый равным 4900 МПа для стали группы прочности Д, 3430 МПа для групп прочности К и Е и 2450 МПа для групп прочности Л и М; h — рабочая высота профиля резьбы, равная 0,12 см; μ_1 — коэффициент Пуассона для пластической области, равный 0,5; φ — угол трения, принимаемый равным 11° ; β — угол наклона стороны профиля, равный 3° ; l — длина резьбы, находящаяся в зацеплении, равная $L - 1,4$ см; L — общая длина резьбы, см.

Разрушающая нагрузка по муфтовой части соединения в опасном сечении определяется по формуле

$$Q_{\text{раз.м}} = 0,785 (D_{\text{м}}^2 - d_{\text{р}}^2) \sigma_{\text{в min}},$$

где $D_{\text{м}}$ — наружный диаметр муфты, см; $d_{\text{р}}$ — наружный диаметр резьбы муфты в опасном сечении, равный $D - 0,0125 - l_{\text{н}}/16$, см; $l_{\text{н}}$ — длина наружной резьбы с полным профилем, см.

Допустимая растягивающая нагрузка определяется наименьшей из разрушающих нагрузок с учетом коэффициента запаса прочности, равного 1,8. Следует также соблюдать условие, чтобы допустимая нагрузка не превышала 77% нагрузки, при которой напряжения в теле гладкой части трубы достигают предела текучести.

Растягивающая нагрузка, при которой в опасном сечении соединения насосно-компрессорных труб НКМ напряжения достигают предела текучести, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{с}} = 0,785 [(D - 0,17)^2 - (D - 2s)^2] \sigma_{\text{T min}}.$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бурильные трубы из алюминиевых сплавов* / В. Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данеляни, А. А. Шеина. М., Недра, 1980.
2. *Инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб* (РД 39-1-456—80). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1981.
3. *Инструкция по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб*. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1979.
4. *Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин*, Куйбышев, ВНИИТнефть, 1976.
5. *Инструкция по испытанию скважин на герметичность*. Куйбышев, ВНИИТнефть, ВНИИГаз, 1977.
6. *Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин*. (РД 39-2-411—80). Куйбышев, ВНИИТнефть, АзНИПИнефть, 1981.
7. *Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб* (РД 39-1-306—79). Куйбышев, ВНИИТнефть, АзНИПИнефть, 1980.
8. *Инструкция по подготовке к эксплуатации бурильных труб с высаженными концами и коническими стабилизирующими поясками и замков к ним* (РД 39-286—79). М., ВНИИБТ, 1980.
9. *Инструкция по эксплуатации бурильных труб из алюминиевых сплавов* (РД 39-2-162—79). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980.
10. *Керимов З. Г.* Динамические расчеты бурильной колонны, М., Недра, 1970.
11. *Кисельман М. Л.* Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. М., Недра, 1971.
12. *Методика расчета парка бурильных труб и специфицированной потребности в бурильных трубах для глубокого бурения* (РД 39-2-448—80). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1981.
13. *Саркисов Г. М., Сароян А. Е., Бурмистров А. Г.* Прочность крепления стенок нефтяных скважин. М., Недра, 1977.
14. *Сароян А. Е.* Бурильные колонны в глубоком бурении. М., Недра, 1979.
15. *Сароян А. Е., Беланов Г. Н.* Повышение эксплуатационной надежности утяжеленных бурильных труб. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1980, № 34, с. 90—93.
16. *Сароян А. Е.* Проектирование бурильных колонн. М., Недра, 1971.
17. *Сароян А. Е., Субботин М. А.* Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб. М., Недра, 1985.
18. *Типовой технологический процесс подготовки к эксплуатации и ремонту бурильных труб* (РД 39-2-196—79). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980.
19. *Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. 2-е изд., перераб. и доп.* Под редакцией А. Е. Сарояна. М., Недра, 1976.
20. *Шербюк Н. Д., Якубовский Н. В.* Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. М., Недра, 1974.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел I. Трубы бурильные	3
Глава 1. Сортамент бурильных труб (Н. Н. Борзов, А. Е. Сароян, Н. Н. Щербюк, Н. В. Якубовский)	3
Трубы бурильные ведущие	3
Трубы бурильные с высаженными концами и муфты к ним	11
Замки для бурильных труб с высаженными концами	25
Трубы бурильные с приваренными замками	35
Замки для приварки к бурильным трубам	38
Трубы бурильные геологоразведочные и муфты к ним	40
Замки для геологоразведочных бурильных труб диаметром 50 мм	44
Трубы бурильные геологоразведочные с приваренными замками	46
Замки для приварки к трубам бурильным геологоразведочным ТБПВТ	48
Трубы бурильные геологоразведочные nippleного соединения	50
Ниппеля для бурильных геологоразведочных труб	53
Легкосплавные бурильные трубы	55
Трубы бурильные утяжеленные	62
Глава 2. Элементы бурильной колонны (А. Е. Сароян, М. А. Гусейнов)	72
Переводники для бурильных колонн	72
Резиновые кольца для бурильных труб	76
Обратные клапаны для бурильных труб	78
Опорно-центрирующие элементы	80
Глава 3. Контроль резьбовых соединений (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	82
Калибры	82
Хранение калибров	107
Ремонт калибров	108
Проверка резьбы бурильных труб и замков	109
Проверка конических резьб с треугольным профилем специальными приборами	122
Контроль конической трапецеидальной резьбы ТТ	129
Глава 4. Расчет бурильных колонн (А. Е. Сароян)	134
Устойчивость бурильной колонны	134
Нагрузки и напряжения	139
Методика расчета колонн	147
Глава 5. Эксплуатация бурильных труб (И. Ф. Пивоваров, А. Е. Сароян, М. А. Гусейнов)	153
Сборка и комплектование бурильных труб	153
Учет работы, начисление износа и списание бурильных труб	157
Дефектоскопия бурильных труб	160
Транспортирование труб, погрузочно-разгрузочные работы	168
Гидроиспытание труб	170
Крепление труб в буровых	173
Глава 6. Аварии с бурильной колонной и меры борьбы с ними (А. Е. Сароян)	177
Слом труб по утолщенному месту	177
Слом труб по телу	178
Размыв труб по телу	179
Слом замкового соединения	179
Размыв резьбового соединения труб	180
Износ резьбы	180
Заедание резьбы	182
Воронкообразная деформация бурильного замка	183
Разрушение бурильных замков и муфт по телу	183
Глава 7. Бурильные трубы, замки к ним и утяжеленные бурильные трубы, применяемые за рубежом (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	183

Бурильные трубы	183
Замки для бурильных труб	190
Утяжеленные бурильные трубы	198-
<i>Раздел II. Обсадные трубы</i>	204
Глава 8. Сортамент обсадных труб (А. Е. Сароян, Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	204
Трубы обсадные и муфты к ним	204
Трубы обсадные гладкие безмуфтовые ОГМ	224
Трубы обсадные толстостенные	226
Трубы обсадные больших диаметров	227
Трубы для муфт	227
Глава 9. Элементы колонн (М. А. Гусейнов)	228
Переводники для обсадных колонн	228
Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб	229
Башмаки для обсадных труб	231
Обратные клапаны для спуска обсадных колонн	236
Разъединители	238
Герметизирующее устройство Герус	243
Кольцо упорное	244
Колонные головки	244
Глава 10. Контроль резьбовых соединений обсадных труб и муфт к ним (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	252
Калибры	252
Проверка резьбовых соединений обсадных труб и муфт к ним по ГОСТ 632—80	262
Глава 11. Расчет обсадных колонн (А. Е. Сароян)	265
Избыточное наружное давление	266
Избыточное внутреннее давление	268
Расчет хвостовиков и колонны, спускаемых секциями	271
Осевая нагрузка от собственного веса колонны	272
Расчетные формулы	272
Расчет колонны для наклонно-направленных скважин	274
Методика расчета колонн	275
Расчет натяжения обсадной колонны	275
Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления	280
Расчет сварных колонн	280
Глава 12. Проверка обсадных труб и колонн на герметичность (Н. Ф. Пивоваров)	281
Проверка обсадных труб	281
Проверка обсадных колонн	284
Глава 13. Смазки для резьбовых соединений (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	287
Глава 14. Подготовка труб и элементов обсадной колонны к спуску в скважину (Н. Ф. Пивоваров, А. Е. Сароян)	289
Подготовка труб	289
Крепление обсадных труб	295
Сварка труб над устьем скважины	296
Глава 15. Аварии с обсадными колоннами и меры их предупреждения (М. А. Гусейнов)	298
Нарушения обсадных колонн под действием внутренних давлений	298
Нарушения обсадных колонн под действием внешних сминающих давлений	299
Нарушения обсадных труб под действием растягивающих нагрузок	300
Нарушения обсадных колонн, вызванные истиранием их стенок бурильным инструментом	301
Прочие виды нарушений с обсадными колоннами	303
Глава 16. Обсадные трубы, применяемые за рубежом (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	304

Раздел III. Насосно-компрессорные трубы	341
Глава 17. Сортамент насосно-компрессорных труб (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	341
Основные параметры и размеры резьбовых соединений гладких труб с высаженными концами и муфт к ним	349
Основные параметры и размеры соединений гладких высокогерметичных труб и муфт к ним — НКМ	350
Основные параметры и размеры соединений безмуфтовых труб с высаженными наружу концами — НКБ	355
Глава 18. Элементы колонн (М. А. Гусейнов)	362
Переводники для насосно-компрессорных труб	362
Протекторные муфты	367
Глава 19. Контроль резьбовых соединений насосно-компрессорных труб и муфт к ним (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	368
Калибры	368
Проверка резьбовых соединений насосно-компрессорных труб и муфт к ним по ГОСТ 633—80	378
Глава 20. Расчет лифтовых колонн (А. Е. Сароян)	385
Фонтанный и компрессорный способы эксплуатации	385
Эксплуатация скважин штанговыми насосами	390
Глава 21. Эксплуатация насосно-компрессорных труб (М. А. Гусейнов)	393
Приемка, хранение и транспортирование труб	394
Учет работы и движения парка труб	395
Проверка качества, подготовка труб и спуско-подъемные операции	396
Профилактические меры при эксплуатации скважин	400
Отбраковка и списание труб	400
Аварии с колоннами насосно-компрессорных труб	401
Глава 22. Насосно-компрессорные трубы, применяемые за рубежом (Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский)	402
Раздел IV. Прокат и ремонт труб нефтяного сортамента	419
Глава 23. Трубные базы и цехи (Н. Н. Борзов, И. Ф. Пивоваров)	419
Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации и ремонту бурильных труб	420
Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации обсадных труб	420
Расчет мощности цеха по подготовке к эксплуатации и ремонту насосно-компрессорных труб	420
Генеральный план Центральной трубной базы	421
Цех бурильных труб	423
Цех обсадных труб	425
Цех насосно-компрессорных труб	426
Глава 24. Технология ремонта труб (Н. Ф. Пивоваров)	428
Ремонт бурильных труб	428
Ремонт обсадных труб	450
Ремонт насосно-компрессорных труб	452
Глава 25. Оборудование цехов трубных баз (Н. Ф. Пивоваров)	457
Оборудование для мойки и очистки труб и соединительных деталей	457
Оборудование для заточки и доводки режущего инструмента	461
Муфтонаверточные станки	462
Трубонарезные станки	462
Оборудование для гидроиспытания труб	462
Оборудование для навинчивания замков на бурильные трубы	464
Подъемно-транспортное оборудование	465
Сварочно-наплавочное оборудование	469
Приложения 1—13	471
Список литературы	484