

Глава 5

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Бурильная колонна представляет собой спущенную в скважину сборку из бурильных труб, предназначенную для подачи гидравлической и механической энергии к долоту, для создания осевой нагрузки на долото, а также для управления траекторией бурящейся скважины.

Являясь совместно с долотом и забойным двигателем буровым инструментом, бурильная колонна выполняет следующие функции: передает вращение от ротора к долоту; воспринимает от забойных двигателей реактивные моменты; подает к забою промывочный агент; подводит гидравлическую мощность к долоту и погружному гидравлическому двигателю; вдавливает долото в горные породы на забое, действуя своей силой тяжести; обеспечивает замену долота и погружного двигателя посредством транспортирования их к забою или на дневную поверхность; позволяет вести аварийные и другие специальные работы в стволе скважины.

Бурильная колонна (рис. 5.1) включает в себя следующие элементы: бурильные трубы; утяжеленные бурильные трубы; ведущую (рабочую) бурильную трубу; переводники; отклонитель; центраторы, протекторы и другую оснастку.

Ведущая труба 2 соединена верхним концом с вертлюгом при помощи переводника ствола вертлюга и верхнего переводника ведущей трубы 1, а нижним концом — с колонной бурильных труб, спущенных в скважину, при помощи нижнего 3 и предохранительного 4 переводников ведущей трубы. Ведущая труба вращается ротором и через бурильную колонну передает вращение долоту при роторном бурении, а при турбинном — не позволяет при замкнутом стволе ротора вращаться бурильной колонне в противоположном направлении под действием реактивного момента погружного двигателя.

Бурильные трубы соединены друг с другом при помощи замков, которые состоят из муфты 5 и нишеля 6.

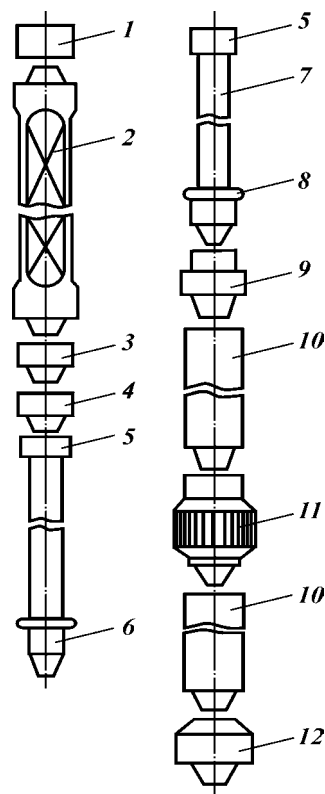


Рис. 5.1. Конструкция бурильной колонны:

1 — верхний переводник ведущей трубы; 2 — ведущая труба; 3 — нижний переводник ведущей трубы; 4 — предохранительный переводник ведущей трубы; 5 — муфта замка; 6 — нишель замка; 7 — бурильные трубы; 8 — протектор; 9 — переводник на УБТ; 10 — УБТ; 11 — центратор; 12 — наддолотный амортизатор

Нижняя часть бурильной колонны составлена из УБТ 10, которые соединены друг с другом при помощи замковых резьб, нарезанных в виде шипеля с одной стороны и в виде муфты — с другой. Посредством переводника нижний конец УБТ соединяется либо непосредственно с долотом, либо с погружным двигателем.

5.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

На верхнем конце 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. На нижний конец бурильной колонны накручено долото или другой инструмент. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения.

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

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

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник 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. 5.1 и на рис. 5.2. 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. 5.3, а), а на верхний — переводник ПШВ (рис. 5.3, б).

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

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переводники — из стали марки 40ХН (ГОСТ 4543—71).

Трубная резьба на концах ведущей трубы не стандартизирована, за исключением профиля. На теле трубы допускаются дефекты глубиной не более 18 % толщины стенки на расстоянии более 500 мм от концов, и не более 12,5 % на остальной части трубы. Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631—75. 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. На цилиндрической поверхности каждой трубы у левой резьбы или на грани должна быть нанесена маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска, клеймо ОТК завода.

Таблица 5.1

Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный размер трубы, мм	Сторона квадрата a , мм	Диаметр канала d , мм	Диаметр проточки под элеватор D_1 , мм	Диаметр цилиндрической проточки D_2 , мм	Длина резьбы G (включая сбег), мм	Длина трубы L , м, не менее		Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286–75)		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
						рабочей части L_p	общая	верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1 м трубы без переводников	переводника	
													верхнего	нижнего
По ТУ 14-3-126–73														
112	112_{-1}^{+5}	74 ± 4	114	$110 \pm 0,5$	95	–	$13 - 2,5$	–	–	–	–	65,6	–	–
140	140 ± 2	85 ± 5	141	$135 \pm 0,5$	105	–	$14 + 2,5$	–	–	–	–	106,6	–	–
155	155_{-3}^{+2}	100 ± 5	168	$150 \pm 0,5$	120	–	$14 + 2,5$	–	–	–	–	124,3	–	–
По ТУ 14-3-755–78														
65	65	32	73	63	65	9,3	$10,0 + 2,5$	3-76Л	3-76	95	95	27	10	9
85	85	40	89	75	75	9,3	$10,0 + 2,5$	3-88Л	3-88	108	108	38	12	12

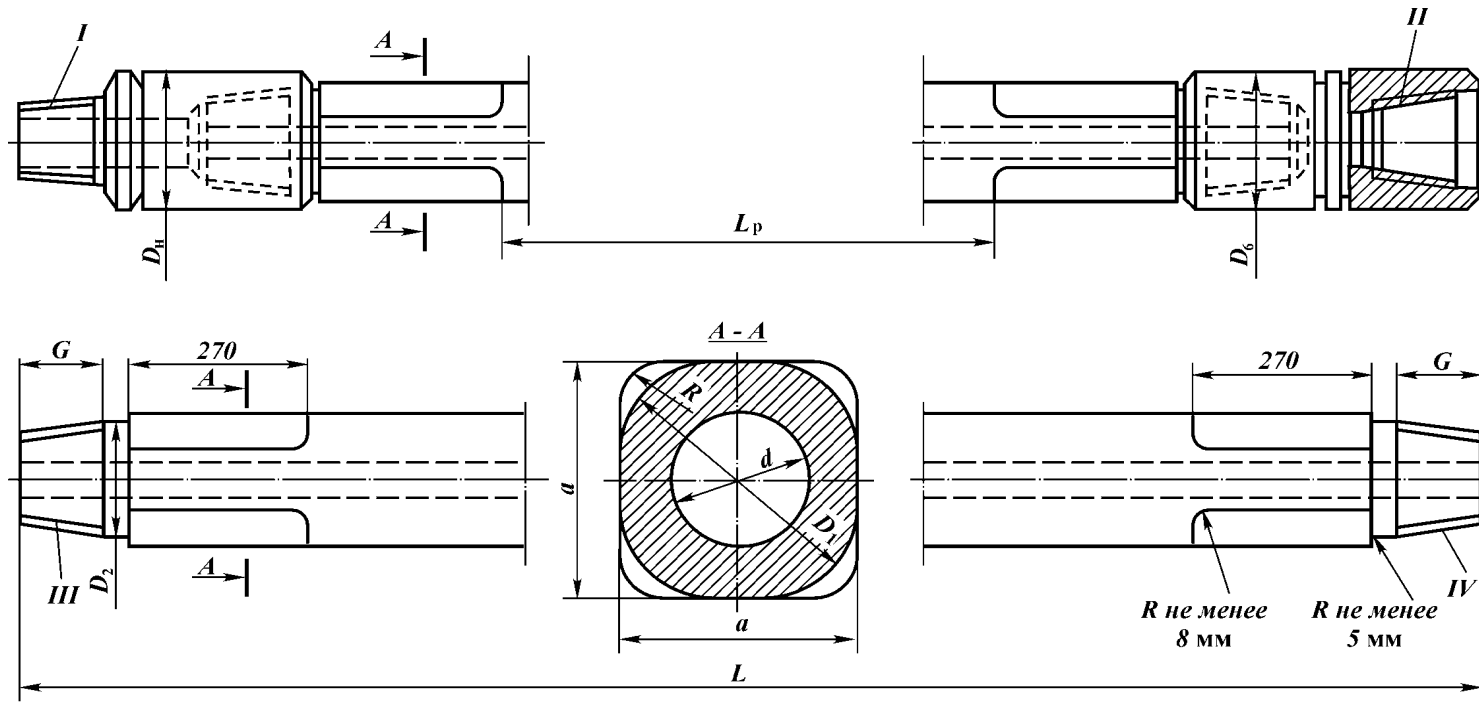


Рис. 5.2. Ведущая труба сборной конструкции:

I – резьба замковая (правая) по ГОСТ 5286–75; *II* – то же, левая; *III* – резьба 8 ниток × 25,4 мм (правая) по ТУ 14-3-126–73; *IV* – то же, левая

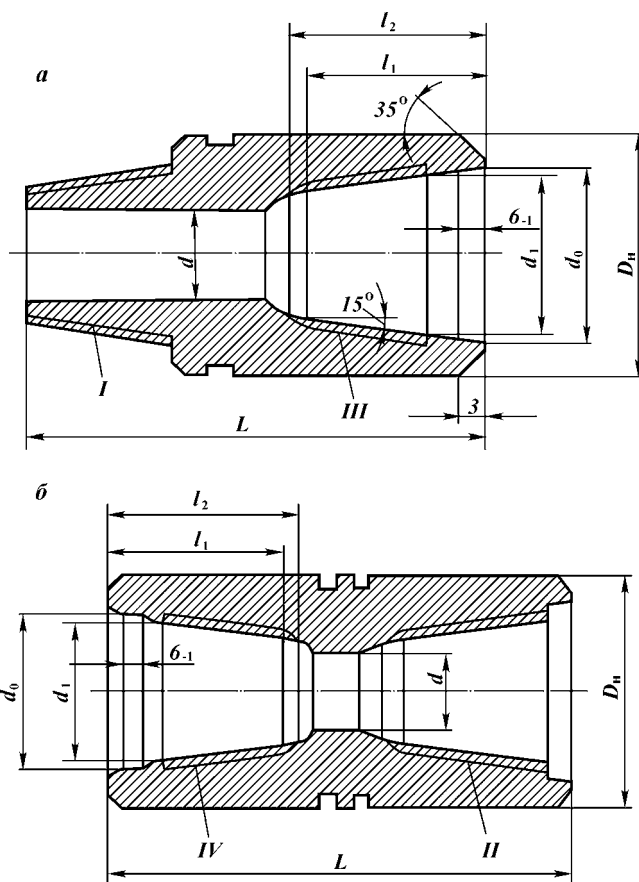


Рис. 5.3. Переводники ведущей трубы:
a – нижний; *б* – верхний; *I* – резьба замковая; *II* – то же, левая; *III* – резьба по ТУ 14-3-126-73; *IV* – то же, левая; D_n – наружный диаметр переводника; L – длина переводника; d – диаметр проходного отверстия; d_0 – диаметр цилиндрической выточки; d_1 – внутренний диаметр резьбы в плоскости торца; l_1 – расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем; l_2 – длина конуса под резьбу

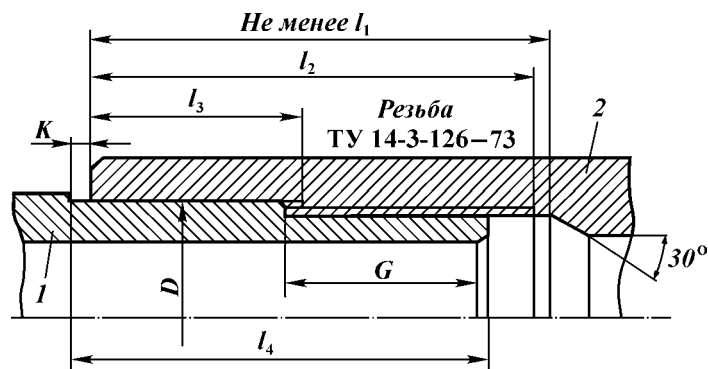


Рис. 5.4. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:
1 – труба квадратного сечения; *2* – переводник

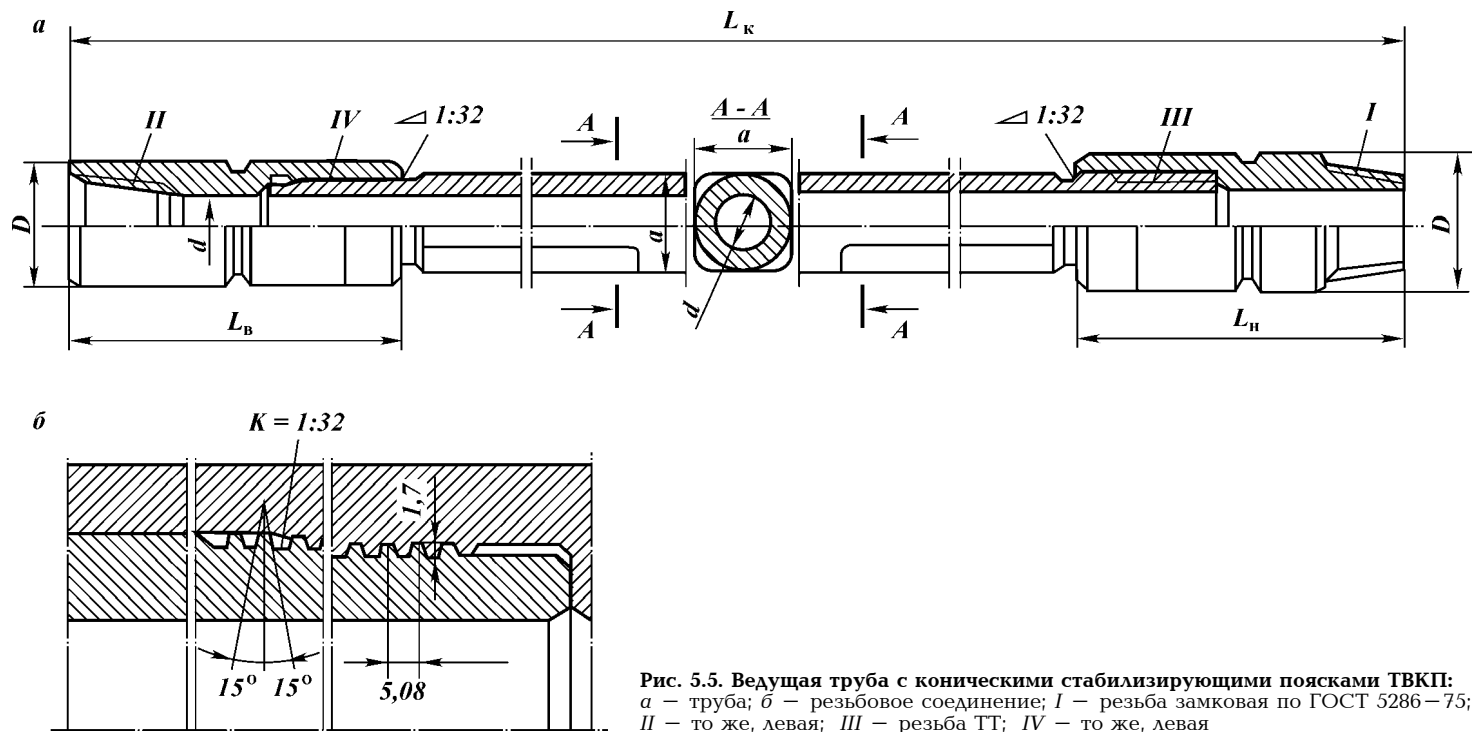


Рис. 5.5. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясами ТВКП:
a – труба; *b* – резьбовое соединение; *I* – резьба замковая по ГОСТ 5286–75;
II – то же, левая; *III* – резьба ТТ; *IV* – то же, левая

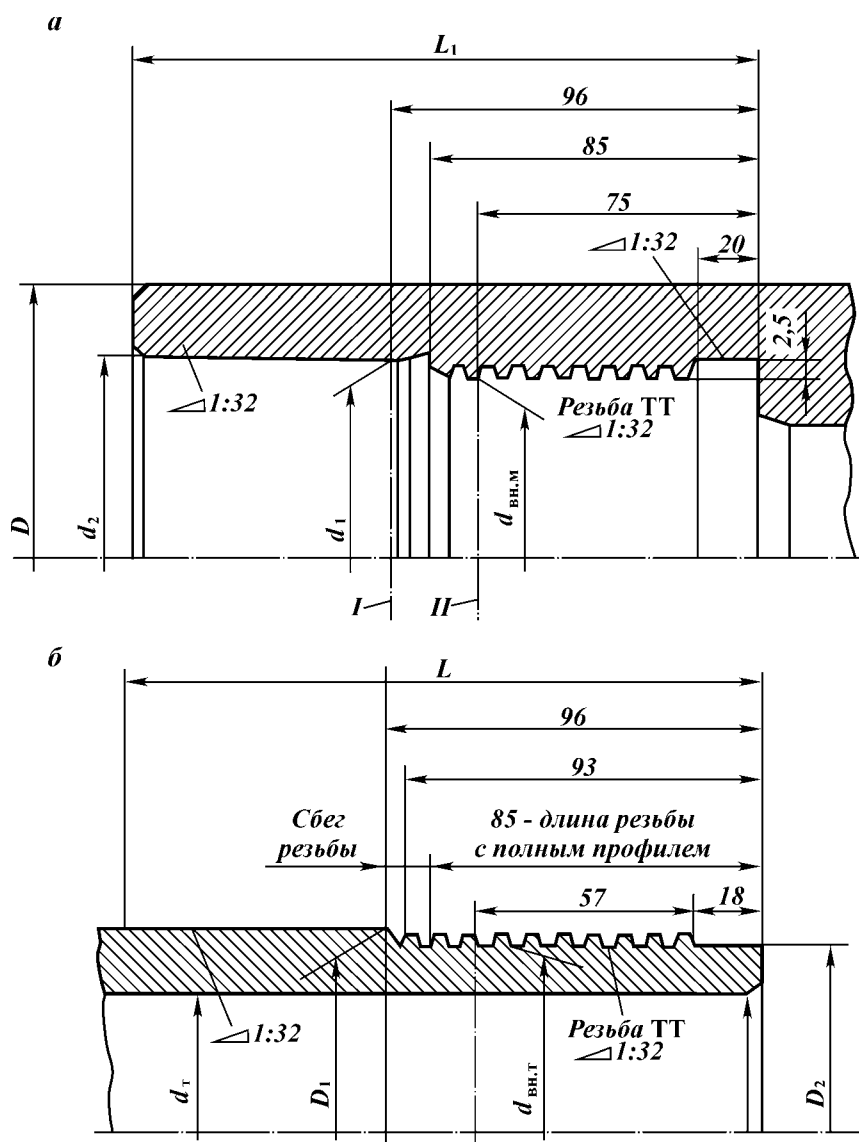


Рис. 5.6. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:
а – переводник; *б* – труба; *I* – расчетная плоскость конических поверхностей; *II* – основная плоскость

изготовителя. На буровую трубы поступают с навинченными предохранительными кольцами.

Трубы ТВБ (рис. 5.4) имеют цилиндрический блокирующий пояс, который усиливает и герметизирует коническую резьбу. Его протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения 112, 140, 155 мм. Переводники на трубу навинчивают в горячем состоянии после их нагрева до 400–430 °С.

Трубы ТВКП (рис. 5.5) отличаются коническими стабилизирующими

поясками и переводниками. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются трапецеидальной резьбой профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631–75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1 : 32. Поясок протачивают по стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения за резьбой профиля ТТ. Трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276–86. Переводники изготавливают из стали марки 40ХН или 40ХН2МА. Верхний переводник снабжен левой резьбой для предотвращения его самопроизвольного отвинчивания от ствола вертлюга. Размеры соединений приведены на рис. 5.6. Сборка переводников с трубой по резьбе профиля ТТ должна производиться горячим способом с нагревом переводников до температуры 380–450 °С. После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей. Резьбы профиля ТТ ведущей бурильной трубы контролируются резьбовыми и гладкими калибрами. В верхнем ТВВК и нижнем ТВНК переводниках контролируется внутренняя резьба профиля ТТ и коническая расточка, а также внутренняя и наружная замковые резьбы.

Промышленностью осваиваются ведущие бурильные трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений в соответствии со стандартом СЭВ 11384–78, аналогичные стандарту АНИ-7.

5.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Для увеличения толщины стенок и прочности бурильных труб в нарезанной части концы их высаживаются внутрь или наружу (ГОСТ 631–75). На конец трубы (типов 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 (типов 3, 4, по ГОСТ 631–75) с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно ТВВК, ТВНК.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 5.7 и табл. 5.2, типа 2 – рис. 5.8 и табл. 5.3, типа 3 – рис. 5.9, а и табл. 5.4, типа 4 – рис. 5.9, б (см. табл. 5.4).

Трубы типов 1, 2 изготавливаются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 – с правой резьбой и по согласению 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 навинченной муфты – расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Кривизна труб на концевых участках, равных одной трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела

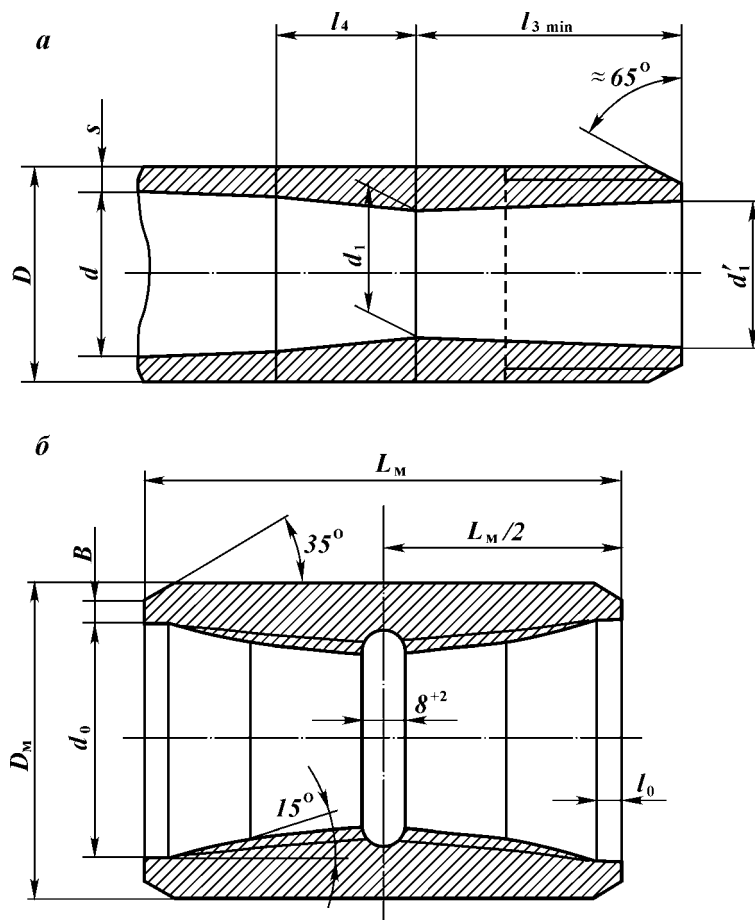


Рис. 5.7. Трубы типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним:
 а – труба; б – муфта

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.

Примеры условных обозначений буровых труб и муфт к ним.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631–75 – труба буровая 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 буровая 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.

Таблица 5.2

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

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
				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	46,3	90	40	32	40	80	140	63,5	3	5	9,15	1,2	~2,7
			42,3			24	32						11,3	1,4	
73	73,0	7	59,0	100	40	45	54	95	166	72,6	3	6	11,4	1,6	~4,2
			55,0			34	43						14,2	2,4	
89	89,0	11	51,0	100	40	28	37	108	166	92	3	6	16,8	2,2	~4,4
			75,0			60	69						14,2	2,4	
102	101,6	7	71,0	115	55	49	58	127	184	104,8	3	7	17,8	3,4	~7,0
			67,0			45	54						21,2	3,2	
114	114,3	8	87,6	130	55	74	83	140	204	117,5	3	7	16,4	3,0	~9,0
			85,6			70	79						18,5	3,4	
127	127,0	9	83,6	130	55	66	75	152	204	130,2	3	7	20,4	3,8	~10,0
			81,6			62	71						22,4	4,0	
140	139,7	7	100,3	130	55	82	91	171	215	144,5	3	8	18,5	4,6	~14,0
			98,3			78	87						20,9	5,8	
169	168,3	8	96,3	130	55	74	83	197	229	171,5	3	8	23,3	6,0	~16,7
			94,3			70	79						25,7	6,6	
		9	92,3			68	77						28,0	6,4	
			113,0			95	104						20,7	5,8	
		8	111,0			91	100						23,5	6,4	
			109,0			87	96						26,2	7,0	
		10	107,0			83	92						28,9	7,6	
			123,7			105	114						26,0	7,0	
		9	121,7			101	110						29,0	7,6	
			119,7			100	106						32,0	8,2	
		11	117,7			91	100						35,0	9,6	
			150,3			128	137						35,3	9,8	
		10	145,3			124	133						39,0	10,8	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной $7,85 \text{ г/см}^3$. 2. Размер l_1 (длина переходной части) является справочным. 3. Размер d_1' может быть равен d_1 . 4. По согласению 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 min должен быть не менее 141,3 мм.

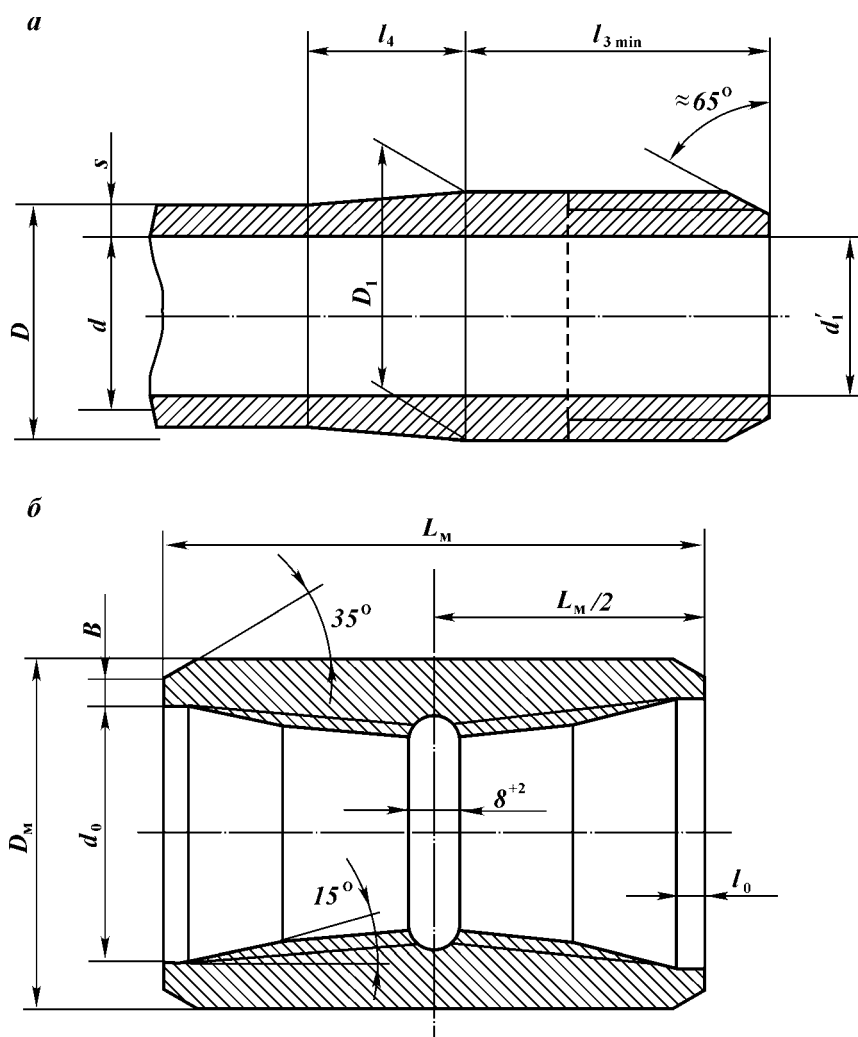


Рис. 5.8. Трубы типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним:
 а – труба; б – муфта

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

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

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

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 более 40 мм, причем наименьшая толщина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки данного типоразмера труб.

Таблица 5.3

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

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 $l_{3 \text{ min}}$, не менее	Длина переходной части l_4			Диаметр d_0	Глубина l_0				
60	60,3	7 9	46,3 42,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15 11,3	1,5	~2,7
73	73,0	7 9 11	59,0 55,0 51,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4 14,2 16,8	2,5	~4,7
89	89,0	7 9 11	75,0 71,0 67,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2 17,8 21,2	3,5	~5,2
102	101,6	8 9 10	85,6 83,6 81,6	144,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5 20,4 22,4	4,5	~9,0
114	114,3	8 9 10 11	98,3 96,3 94,3 92,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9 23,3 25,7 28,0	5,0	~11,0
140	139,7	8 9 10 11	123,7 121,7 119,7 117,7	154,00	145	65	185	215	157,2	3	7	26,0 29,0 32,0 35,0	7,0	~15,0

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³. 2. На внутренней полости участка высадки ($l_{3 \text{ min}} + l_4$) допускается технологическая конусность до 6 мм, т.е. размер d_1 может быть больше размера d на 6 мм.

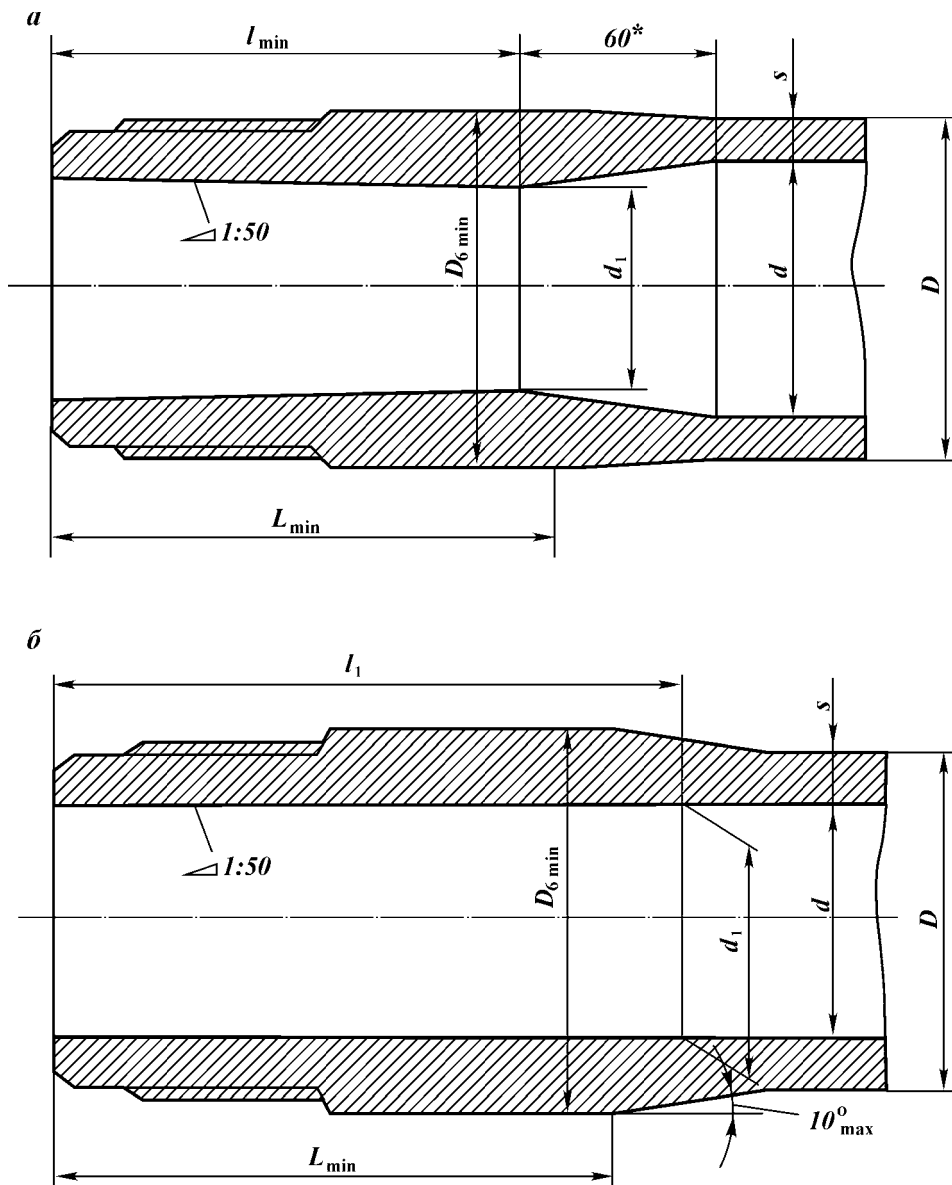


Рис. 5.9. Трубы с коническим стабилизирующим пояском:
 а – конец трубы типа 3 с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; б – конец трубы типа 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом глубиной до 2–3 мм, шириной до 20 мм и протяженностью по окружности до 25–50 мм (меньшие размеры для труб диаметром 60–120 мм, большие – для труб диаметром 114–140 мм).

Таблица 5.4

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

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка					Масса, кг	
				Диаметр прохода d_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	89,9	150	145	—	17,8	3,9
		11	67,0	54					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	115,2	160	155	—	23,3	7,3
		10	94,3	76					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	130,2	160	—	165	23,3	
		10	94,3	91,3					25,7	7,9
		11	92,3	89,3					28,0	

Примечания: 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см³. 2. Размер $D_{6 \text{ min}}$ указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине L_{min} .

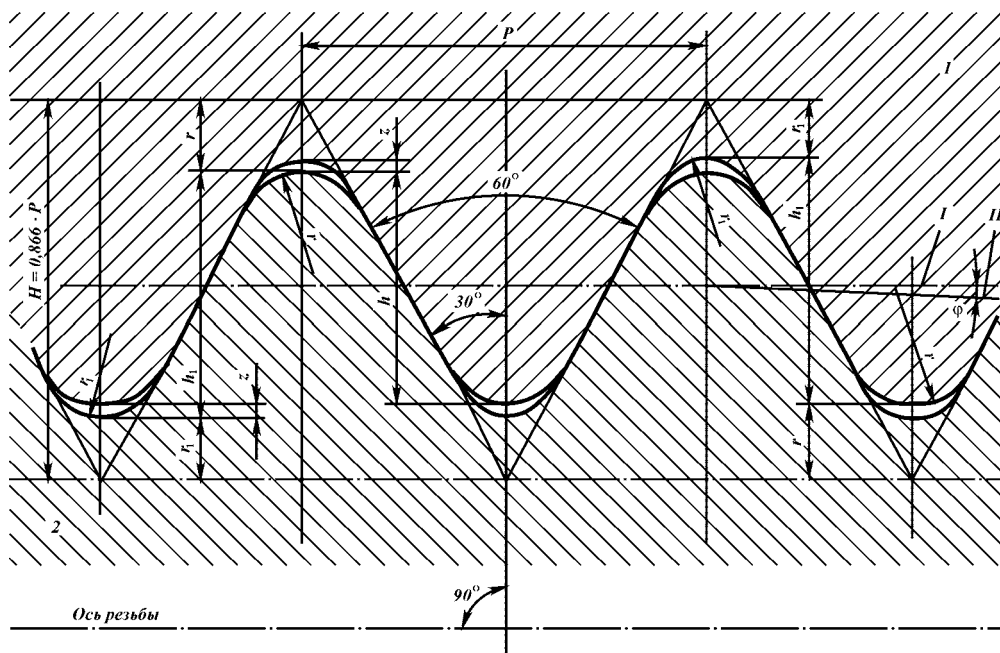


Рис. 5.10. Профиль резьбы буровых труб типов 1, 2 и муфт к ним с треугольной резьбой: I – муфта; 2 – труба; I – линия, параллельная оси резьбы; II – линия среднего диаметра резьбы

Профиль резьбы труб типов 1, 2 и муфт к ним (рис. 5.10) имеет следующие размеры:

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

Примечания: 1. Шаг резьбы должен измеряться параллельно оси резьбы трубы и муфты. 2. Размеры r и r_1 приведены в качестве справочных для проектирования резьбонарезного инструмента.

Соответствующие размеры резьбовых соединений буровых труб типов 1, 2 приведены на рис. 5.11.

Профиль трапецидальной резьбы труб типов 3, 4 и их резьбовые соединения приведены соответственно на рис. 5.12 и 5.13.

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. Допустимое 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

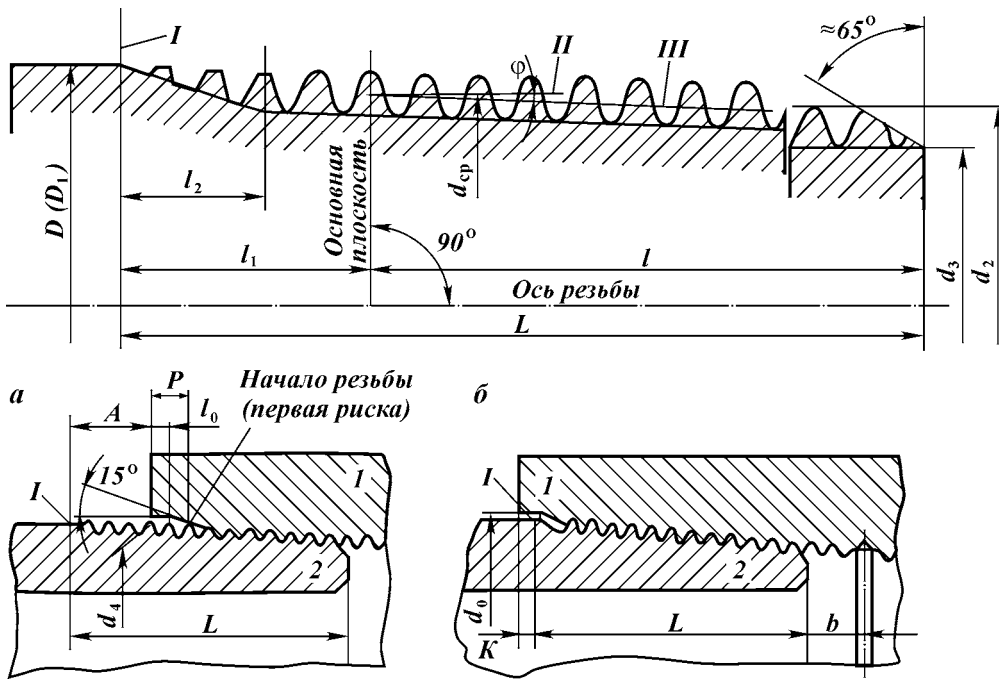


Рис. 5.11. Резьбовое соединение буровых труб типов 1, 2:
 а – соединение, свинченное вручную; б – соединение, свинченное на станке; I – конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); II – линия, параллельная оси резьбы трубы; III – линия среднего диаметра резьбы. Размер D_1 приведен для труб типа 2

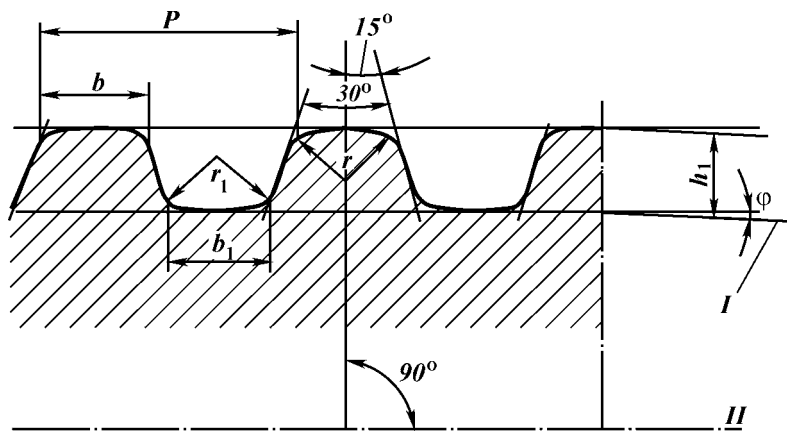


Рис. 5.12. Профиль трапецидальной резьбы труб типов 3, 4:
 I – линия, параллельная оси резьбы трубы; II – ось резьбы трубы

для труб диаметром 89, 102 мм; 5 мм для остальных диаметров труб 114, 127, 140 мм. Поверхности конического стабилизирующего пояса и торца трубы должны быть гладкими, без заусенцев, рванин и других дефектов. На наружной поверхности высаженной части трубы, подвергающейся

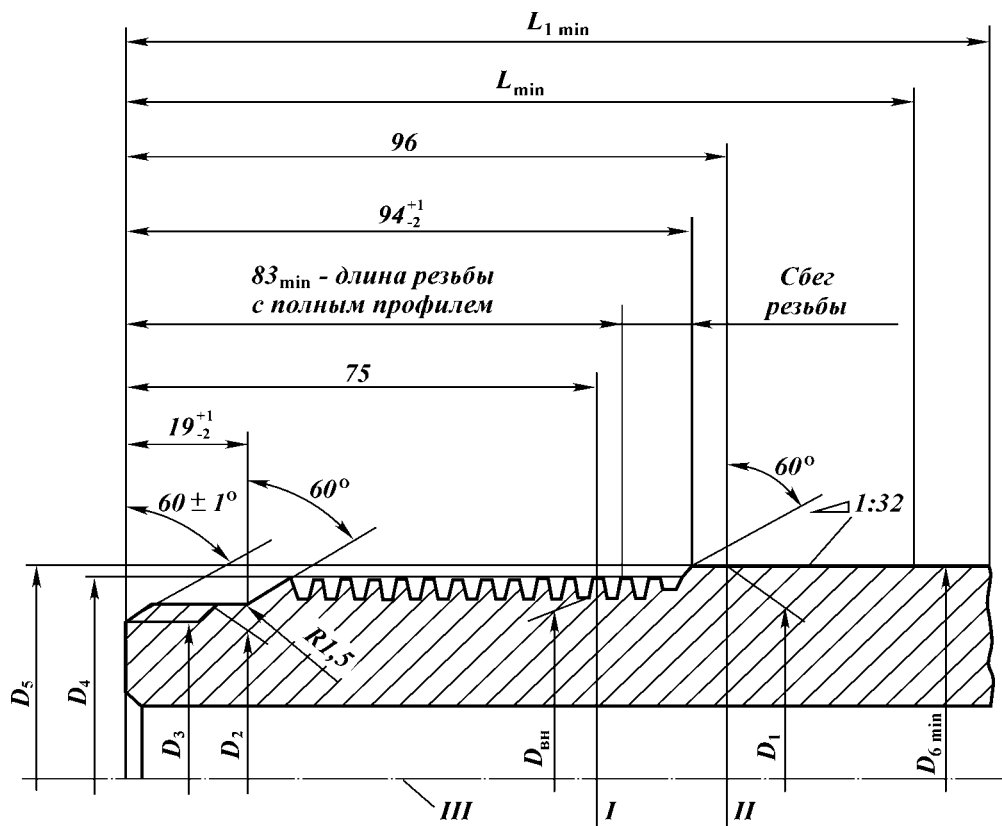


Рис. 5.13. Резьбовое соединение бурильных труб типов 3, 4:
 I – основная плоскость; II – расчетная плоскость конического стабилизирующего пояска;
 III – ось резьбы

механической обработке, допускается выполнять переход с конического стабилизирующего пояска на цилиндрическую поверхность под углом не более 15° к оси трубы. Место перехода механически обработанной поверхности трубы к необработанной поверхности наружного диаметра высадки допускается выполнять под углом не более 15° к оси трубы. Наружный диаметр высадки должен допускать прохождение гладкого калибра-кольца диаметром на 2,5 мм меньше диаметра высадки.

Трубы и муфты в зависимости от групп прочности изготавливаются из углеродистых (сталь марки 45) и легированных сталей марок 38ХНМ, 36Г2С, 35Г2СВ 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).

Трубы и муфты должны изготавливаться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 5.5.

Муфты для труб типов 1, 2 диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из сталей группы прочности с более высокими механическими

Таблица 5.5

Механические свойства материала труб и муфт

Показатель	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление σ_n , МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести σ_n , МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980
Относительное удлинение δ , %	16	12	12	12	12	12	12
Относительное сужение после разрыва ψ , %, не менее	12	10	10	10	10	10	10
Ударная вязкость КСV, Дж/м ² , не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость КСV, 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.

свойствами. По соглашению изготовителей и потребителя допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

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

На каждой буровой 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.

Клеймо 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.

5.3. ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ

Замки для буровых труб служат для соединения в колонны буровых труб типов 1–4. Замок состоит из двух деталей – ниппеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для буровых труб изготавливаются по ГОСТ 5286–75 пяти типов (табл. 5.6). Замки изготавливаются: правые с правой замковой резьбой и

Таблица 5.6

Типы буровых 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 увеличенным 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 5.7

Основные размеры (в мм) замков

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	—	3-100	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	—	73*	3-86	108	431	17
ЗШК-1113	89*	—	3-101	118	454	22
ЗШК-133	102*	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	140*	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	89*	3-102	120	468	20
ЗУК-146	114*	102*	3-122	146	506	36
ЗУК-155	127*	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 ниппеля. 3. Звездочкой помены ТБВК, двумя звездочками — ТБНК.

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 указанному в табл. 5.7.

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

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

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосовин, 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 к оси резьбы профиля ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов – 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба профиля 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.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,06 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 профиля ТТ и конической расточки концов замков ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

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).

На ниппеле и муфте каждого замка на поясках 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 МК148×7,257×1:6 – ЗШК-178М (ТУ 26-02-989 – 84).

5.4. 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: ПК114х8,56; ПК127х9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ 14-3-1293 – 84 должны соответствовать указанным на рис. 5.14 и в табл. 5.8.

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.

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 5.9.

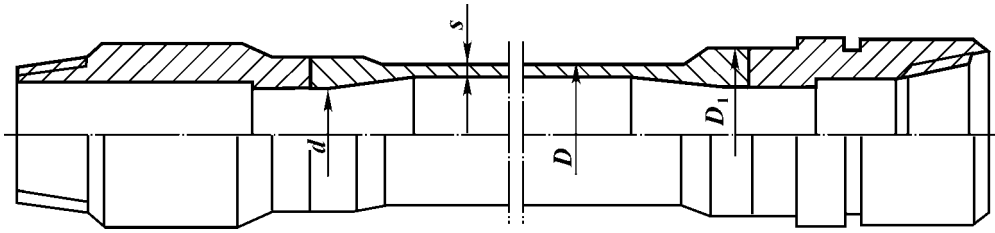


Рис. 5.14. Труба буровая с приваренными замками по ТУ 14-3-1293-84

Размеры труб по ТУ 14-3-1187-83 приведены на рис. 5.15 и в табл. 5.10.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженой части труб и места перехода от высаженой части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок; переход от высаженой части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженой 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.

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.

Зону сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке.

Таблица 5.8

Размеры (в мм) труб с приваренными замками

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 обоих 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

Таблица 5.9

Механические свойства металла труб

Группа прочности	Временные сопротивления разрыву, МПа	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Ударная вязкость, кДж/м ³ , не менее	Относительное сужение после разрыва, %, не менее
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

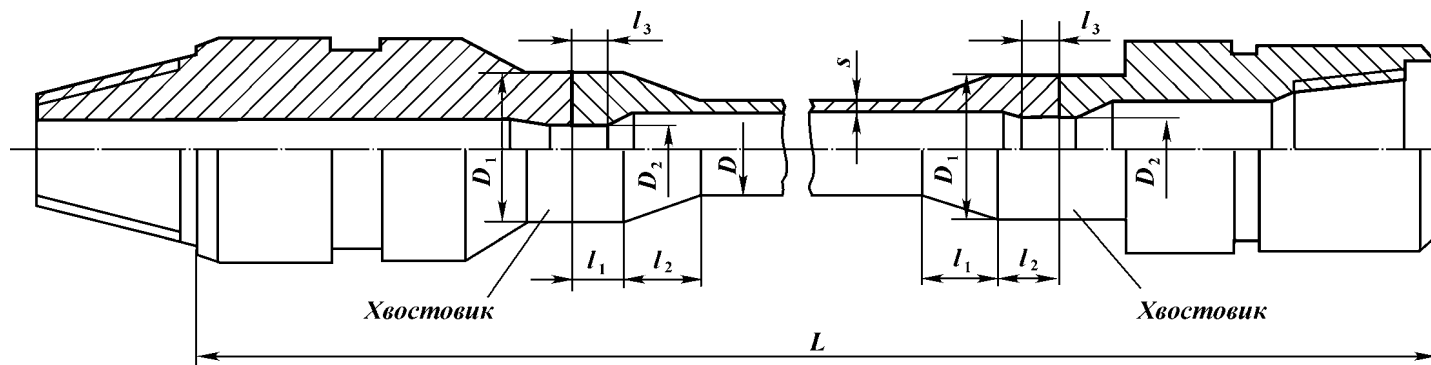


Рис. 5.15. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1187-83

Таблица 5.10

Размеры (в мм) труб с комбинированной высадкой

Условный наружный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки s	Высаженная часть трубы				
			наружный диаметр D_1	внутренний диаметр D_2	длина цилиндрической части l_1	длина переходной части l_2	длина цилиндрической части l_3
114	114,3	9	123	92	30	25	30
127	127	9	135	104	30	25	30
Предельное отклонение	$\pm 1,0 \%$	$- 12,5 \%$	± 1	± 1	—	—	—

Продолжение табл. 5.10

Условный наружный диаметр	Длина готовой трубы после приварки замков L	Расчетная масса, кг		
		1 м гладкой трубы	увеличение массы трубы вследствие высадки концов	комплекта замков
114	12 700	23,3	6,8	51,5
127	12 700	26,2	7,0	62,5
Предельное отклонение	$- 900$	—	—	—

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

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа, проверке механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание приведены 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 значений, полученных при испытании трех образцов от каждого конца. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования.

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.

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.

Замки изготавливают 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 мм.

Переос 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 и 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.

5.5. 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. 5.16, а) 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; ГОСТ 23786—79.

ТБ — с внутренними утолщениями (рис. 5.16, б);

ТБП — с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 5.17).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 5.11.

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 5.12, а труб с протекторным утолщением — в табл. 5.13.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и 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. Отклонения 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 (табл. 5.14) с химическим составом по ГОСТ 4784—74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т) (см. табл. 5.14). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать следующим требованиям:

Наружный диаметр, мм.....	54—120	>120
Временное сопротивление, δ_b , МПа, не менее.....	392	421
Предел текучести $\delta_{т1}$, МПа, не менее.....	255	274
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее.....	12	10

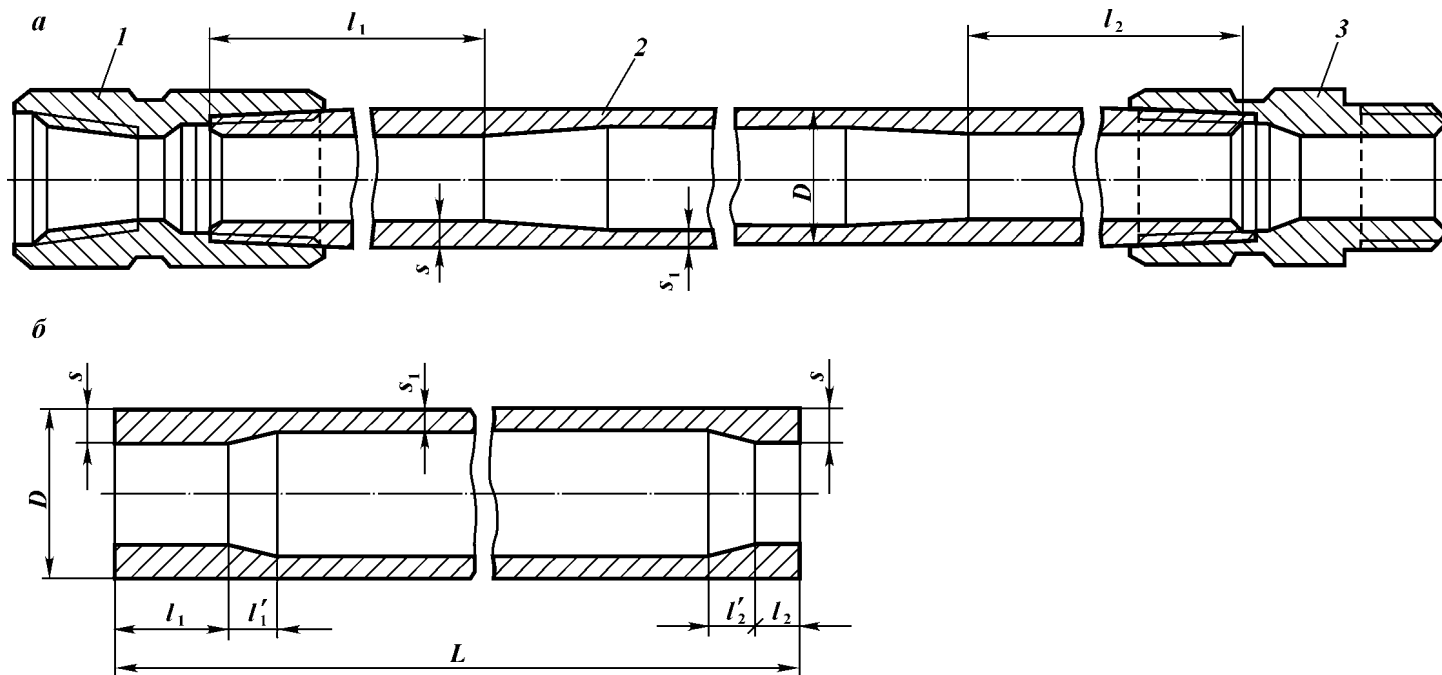


Рис. 5.16. Труба легкосплавная:
a – сборной конструкции; *б* – труба с внутренними утолщениями; 1 – муфта; 2 – труба; 3 – нипель

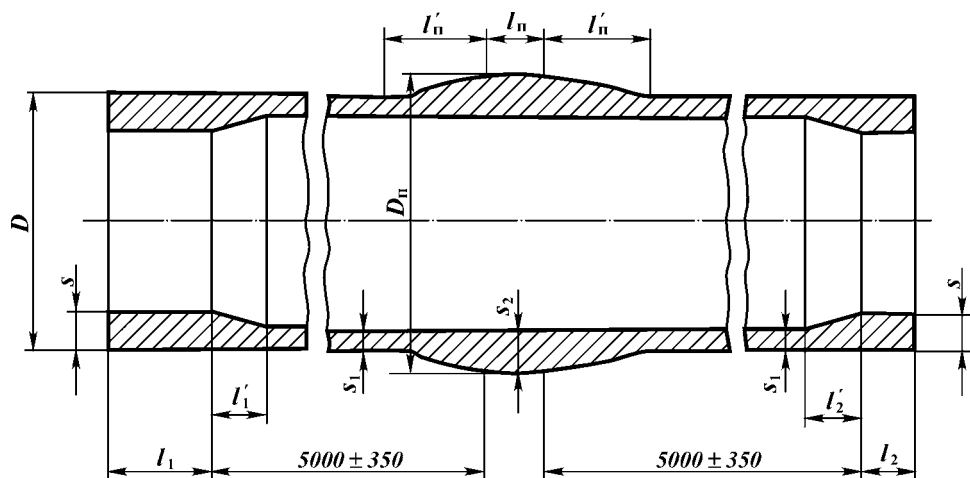


Рис. 5 17. Труба с внутренними и наружными протекторными утолщениями

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 плены, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения. 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 глубиной: от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней — не более 3,0 мм.

Таблица 5.11

Размеры (в мм) труб без резьбы с внутренними концевыми утолщениями

Наружный диаметр D		Толщина стенки концевого утолщения		Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1s_1$	Длина концевого утолщения	
номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение		l_{1-50}^{+200}	l_{2-50}^{+100}
54	$\pm 0,6$	13	+1,3	7,5	150	150
64	+1,5		+1,5			
73	-0,5	16	-1,0	9,0	200	200
90			+2,0			
103	+1,5	15	-1,0		250	
108	-1,0	25	+2,5		1000	250
			-1,5			

Таблица 5.12

Размеры (в мм) труб с навинченными замками и внутренними концевыми утолщениями

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

Таблица 5.13

Размеры (в мм) труб с протекторным утолщением

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

Длина переходных зон от концевого 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.

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).

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 улучшения механических свойств труб используется сплав 01953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур – АК4Т1. Работа с трубами из сплава Д16Т1 при температуре выше 150 °С не рекомендуется.

По типу конструкции труб ВК типа 3 (ГОСТ 631–75) разработаны конструкции труб ЛБТВК – 103, 114, 129, 140, 147 мм. В соединении используется трапециевидная резьба профиля ТТ (ГОСТ 631–75), соответствующая диаметрам стальных буровых труб с коническими ста-

Таблица 5.14

Характеристика труб из сплава Д16Т

Параметр	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	38,7	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	4840	7100	12 500	21 500	26 180	30 500	34 900	40 900	46 350	51 340	55 800	56 400
предельный	5750	8450	14 900	25 500	31 100	36 250	41 500	48 650	55 150	61 000	66 350	67 100

Примечание. Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.

Таблица 5.15

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	допустимый	предельный
146	16,5	1400	1680	29,5	44,4	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

билизирующими 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. 5.15).

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением определенного крутящего момента. 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 кН·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревают до 380–400 °С; навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности трубы водой.

5.6. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ**Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2**

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются по ТУ 51-774–77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 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. 5.18 и табл. 5.16) изготавливают диаметрами 178, 203 и 229 мм.

Соединения нишпельного 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.

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются зарезьбовые разгружающие канавки ЗРК. Применяют обкатку роликами и другие упрочняющие методы обработки.

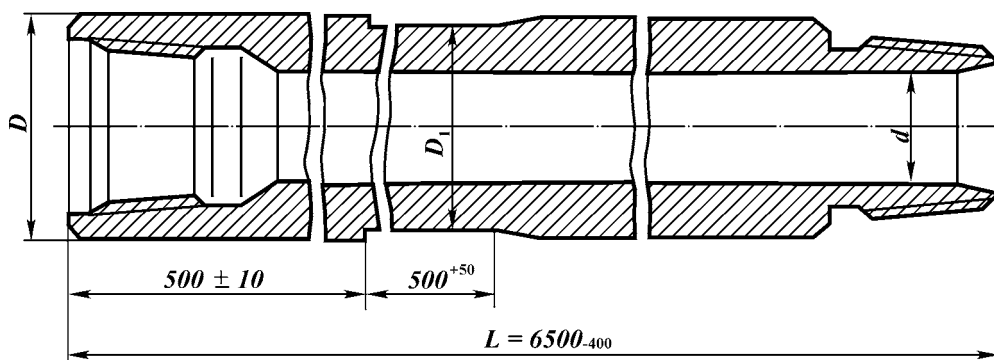


Рис. 5.18. Утяжеленная труба УБТС-2

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

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

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

Разностенность тела трубы не должна превышать: 5,0 мм для труб диаметром 120, 133 и 146 мм; 3,5 мм для труб остальных диаметров.

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

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

Предел текучести σ_r , МПа, не менее	735
Относительное удлинение σ_5 , %, не менее	10
Ударная вязкость КСВ, кДж/м ² , не менее	588
Твердость НВ	285 – 341

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

Предел текучести σ_r , МПа, не менее	637
Относительное удлинение σ_5 , %, не менее	10
Ударная вязкость КСВ, кДж/м ² , не менее	490
Твердость, НВ, не менее	255

Таблица 5.16

Размеры (в мм) сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2

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

Обнаруженные дефектные места на наружной поверхности могут быть вырублены, при этом глубина вырубки не должна превышать 5 % 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.

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.

На каждой трубе на расстоянии 0,4 м 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, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

При транспортировании 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.

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) диаметром 146, 178, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385—79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметром 73, 89, 108 мм — ТУ 14-3-839—79. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими по всей длине: 146×74×8000, 178×90×12 000, 203×100×12 000, 219×112×8000 и 245×135×7000 мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6 м и диаметром 203 мм, длиной 8 м до 30 % объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8 м — до 10 %.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 5.17.

Допуск по толщине стенки для труб диаметром 146, 178, 203 мм — ми-

Таблица 5.17

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	З-121	±1	2	4	97,6	—
178±3	З-147	±1	2	7	145,4	—
203 ⁺³ ₋₂	З-171	±1	2	7	193,0	—
219 ⁺³ ₋₂	Без резьбы	По ГОСТ 8732–78	3	—	225,1	Рекомендуется резьба З-171
245±3	То же	По ГОСТ 8732–78	3	—	267,4	Рекомендуется резьба З-201

Таблица 5.18

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

нус 12,5 %. Разностенность труб диаметром 219, 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

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 запилровка дефектных мест.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать данным, приведенным в табл. 5.18.

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. 5.19). 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 автомобиле (трубы с замком собирают горячим способом).

ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметром 146, 178, 203 и 229 мм. Трубы соединяются с замком при помощи трапецеидальной резьбы профиля ТТ. Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояска принято 1,1–1,5, а диаметра охватываемой детали (замка) к охватываемой детали (трубе) – 1,2.

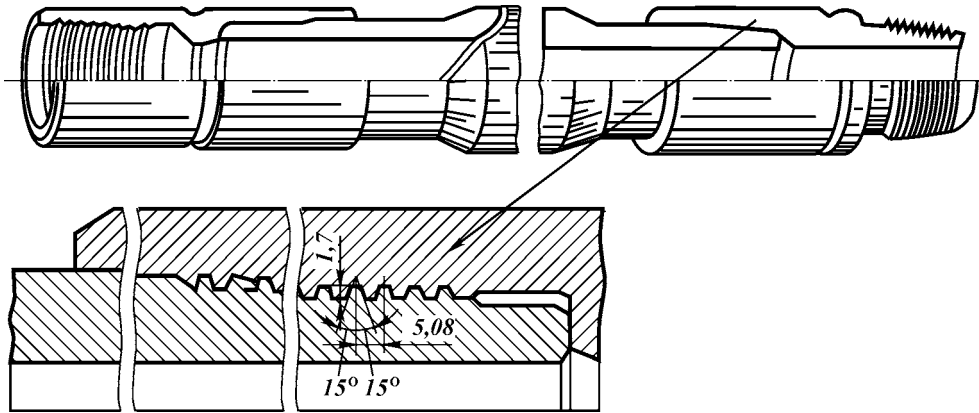


Рис. 5.19. Утяжеленные бурльные трубы с замками УБТСЗ

Таблица 5.19

Тип резьбы	Конусность $2 \operatorname{tg} \varphi$	Элементы профиля замковой резьбы						
		Высота теоретическая острогольного профиля H	Высота профиля h_1	Рабочая высота профиля h	Высота среза вершин l	Ширина среза вершин 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).

Для повышения износостойкости и прочности резьбовых соединений и экономии легированных сталей применяют УБТ с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть выполнена дуговым методом под слоем флюса или контактной электросваркой. Резьбовые концы длиной 500–1500 мм изготавливают из легированной стали с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, т.е. 3-102 вместо 3-101 и 3-122 вместо 3-121. Использование такого профиля повышает на 20–30 % износостойкость и прочность резьбовых соединений.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применять профили резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом 7 и 8 мм, основные размеры которых приведены в табл. 5.19. Так, износостойкость резьбы МК-90 с крупным шагом 8 мм повышается на 60–65 %, а предел выносливости – на 25 %.

Резьбу СК-90 с углом профиля 90° рекомендуется применять в нижней части колонны при роторном способе бурения.

5.7. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т.д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П – переходные, М – муфтовые, Н – ниппельные.

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 (табл. 5.20, 5.21), (рис. 5.20).

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а переводников с резьбами левого направления нарезки – 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.

Таблица 5.20

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
П-86/88	3-86	3-88	395	113	ЗШ-108	Ловильный инструмент
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
П-101/117	3-101	3-117	500	140		
П-101/121	3-101	3-121	497	146		УБТ-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
П-102/121	3-102	3-121	496	146		УБТ-146
П-108/88	3-108	3-88	451	133	ЗШ-133	Ловильный инструмент
П-108/101	3-108	3-101	459	133		ЗШ-118
П-108/102	3-108	3-102	465	133		Ловильный инструмент
П-108/121	3-108	3-121	490	146		УБТ-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

Продолжение табл. 5.20

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть буровой колонны	
	Муфтовый конец	Ниппельный конец	<i>L</i>	<i>D</i>	верхняя	нижняя
П-121/86	3-121	3-86	489	146	ЗШ-146	ЗШ-108, ЗУ-108
П-121/101	3-121	3-101	490	146		ЗШ-118
П-121/102	3-121	3-102	496	146		ЗУ-120
П-121/108	3-121	3-108	502	146		ЗШ-133
П-121/121	3-121	3-121	457	146	Ведущая бурильная труба	ЗШ-146
П-121/122	3-121	3-122	469	146		ЗУ-146
П-121/133	3-121	3-133	484	155	УБТ-146	ЗУ-155
П-121/147	3-121	3-147	524	178		УБТ-178
П-121/161	3-121	3-161	537	203		УБТ-203
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 инструмент
П-122/121	3-122	3-121	457	146		УБТ-146
П-122/133	3-122	3-133	484	155		Ловильный инструмент
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 инструмент
П-133/121	3-133	3-121	482	155		ЗШ-146
П-133/140	3-133	3-140	510	172		Ловильный инструмент
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 инструмент
П-147/147	3-147	3-147	517	178	Ведущая бурильная труба	ЗШ-178
П-147/152	3-147	3-152	517	197		ЗШ-178
П-147/161	3-147	3-161	517	185	ЗШ-178	УБТ-203
П-147/171	3-147	3-171	521	203		УБТ-178
П-152/121	3-152	3-121	526	197	Турбобур- 172; -195	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
П-171/177	3-171	3-177	523	229		Долото-445
П-171/201	3-171	3-201	518	254		УБТ-254

Примечание. Цифры, стоящие после названия элементов буровой колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают значение их наружного диаметра в мм.

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 φ , %, не менее	45
Ударная вязкость KCV, кДж/м ²	685
Твердость НВ	285–341

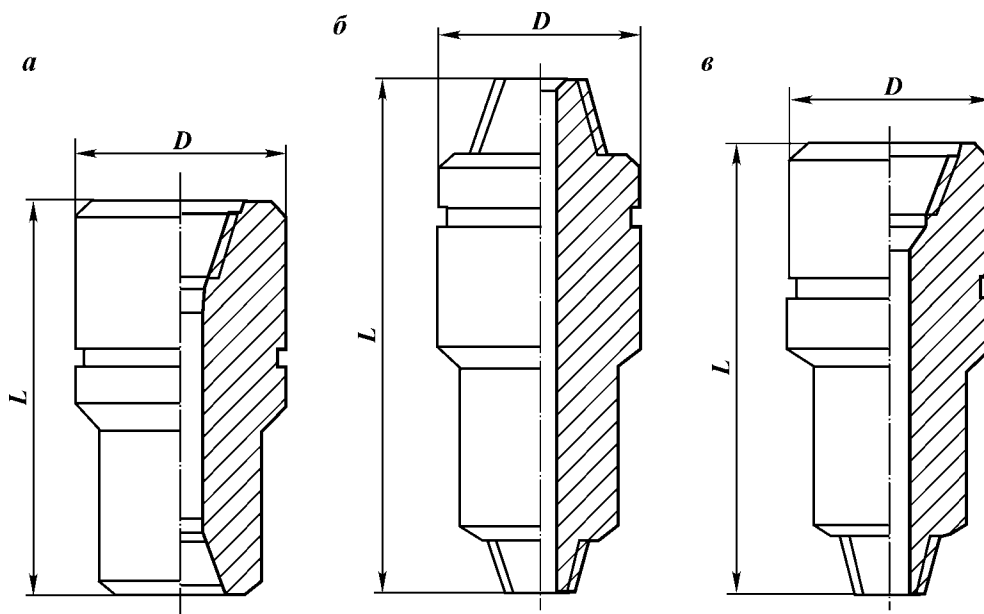


Рис. 5.20. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации:
a – муфтовый; *б* – nippleный; *в* – переходный

Таблица 5.21

Переводники муфтовые и nippleные

Переводники	Замковая резьба		Габариты, мм		Соединяемая часть бурильной колонны	
	Верхний конец	Нижний конец	<i>L</i>	<i>D</i>	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
М-147/152	3-147	3-152	391	197	УБТ-178	Долото-245 – 295
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 инструмент
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 пояска для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояска протачивается опознавательный пояска 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.

5.8. РЕЗИНОВЫЕ КОЛЬЦА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Для предохранения бурильных и обсадных колонн от истирания при бурении скважин используют резиновые кольца. Они работают в среде буровых промывочных растворов с добавками нефти при температуре до 150 °С.

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. 5.22 и на рис. 5.21.

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

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 применения.

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.

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

Таблица 5.22

Размеры (в мм) резиновых колец

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
				(справочные)					
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

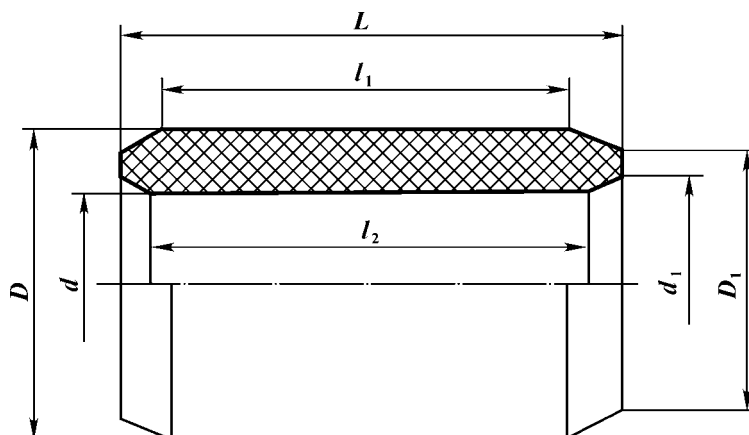


Рис. 5.21. Протекторное резиновое кольцо для бурильных труб

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

5.9. ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

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

Серийное производство обратных клапанов для бурильных колонн осуществляется ПО «Азернефтемашремонт» по ОСТ 39-096–79, в соответствии с которым предусмотрено изготовление 10 типоразмеров клапанов, включающих: тип 1 – клапаны тарельчатые – КОБ Т (рис. 5.22, а), тип 2 – клапаны конусные с резиновыми уплотнениями – КОБ (рис. 5.22, б), (табл. 5.23).

Клапаны могут изготавливаться с правыми или левыми замковыми резьбами.

Условное обозначение клапана: КОБ – клапан обратный бурильный; Т – тарельчатый тип; двух- или трехзначное число – наружный диаметр клапана; двух- или трехзначное число с буквой З – 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 Т108-3–88 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 запираании, для клапанов та-

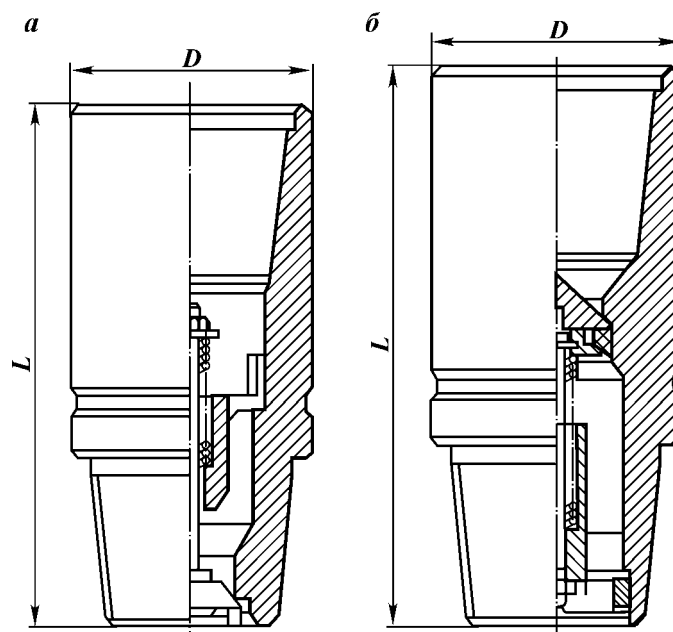


Рис. 5.22. Клапан обратный для бурильных труб

Таблица 5.23

Размеры клапанов (мм)

Типоразмер клапана	Условный диаметр труб (ГОСТ 631 – 75)		Замковая резьба (ГОСТ 5286 – 75)	Габариты		Масса, кг
	С высаженными внутрь концами	С высаженными наружу концами		<i>D</i>	<i>L</i>	
КОБ Т80-3-66	60	–	3-66	80	240	8
КОБ Т95-3-76	73	–	3-76	95	260	9
КОБ Т108-3-88	89	73	3-88	108	270	12
КОБ Т120-3-120	–	89	3-102	120	290	25
КОБ Т133-3-108	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

рельчатого 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 °С.

Корпус клапана изготавливают из хромоникелевой стали марки 40ХН по ГОСТ 4543 – 71 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для бурильных колонн.

5.10. ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ

К числу опорно-центрирующих элементов относят: центраторы, стабилизаторы и промежуточные опоры.

Центраторы выполняются как с прямыми, так и со спиральными ребрами, обычно с наружным диаметром, равным диаметру долота.

Центраторы предназначены для управления искривлением скважины. В зависимости от интенсивности искривления в компоновке УБТ располагают от одного до трех центраторов. Как правило, для предотвращения искривления скважины их устанавливают на длине УБТ до 25 м.

Основные технические требования к 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 выбуренной породы, наименьший контакт со скважиной.

На рис. 5.23 изображена промежуточная опора квадратного сечения (ОП) конструкции АзНИПИнефти. Опоры для долот диаметром 139,7 – 212,7 мм изготавливают по ТУ 39-01-388 – 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 примерно равен $0,95 D_{\text{дол}}$.

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

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

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

Расстояние между опорами может быть увеличено на 10 %; при бурении забойными двигателями расстояние принимается согласно табл. 5.24 для $n = 50$ об/мин.

Количество опор

$$m = \frac{10^3 Q - gQ_k}{agq_0} - 1,$$

но при этом их должно быть не менее двух.

Здесь Q – нагрузка на долото, кН; Q_k – масса наддолотной части комплекта УБТ в КНБК, кг; g – ускорение силы тяжести, м/с²; q_0 – масса 1 м УБТ, кг.

Рис. 5.23. Опора промежуточная квадратная (ОП)

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 (рис. 5.24) 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. 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 стабилизатора вместе с колонной при практически невращающейся втулке.

Устанавливается стабилизатор как в компоновке УБТ, так и на бурильной колонне. 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 (ОП), 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

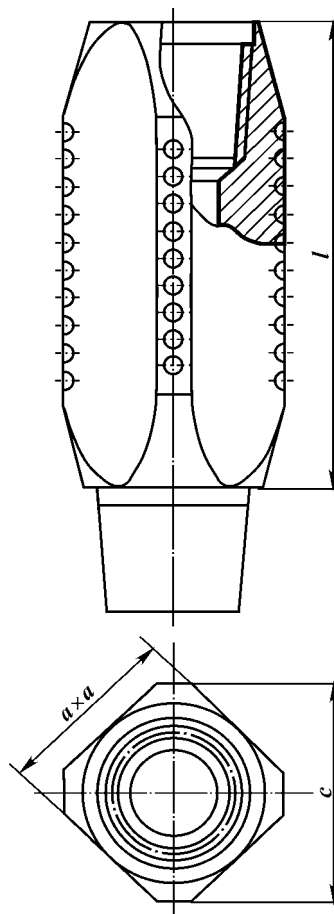


Таблица 5.24

Расстояние между промежуточными опорами a , 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
169	31	21,5	18,5	17
178	33	23,5	21	19

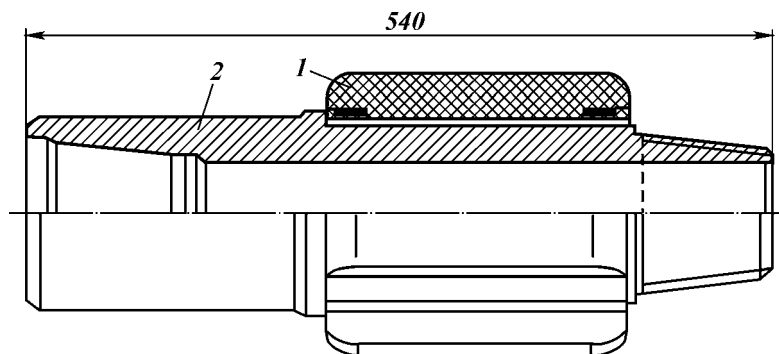


Рис. 5.24. Стабилизатор упругий (СУ)

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.

5.11. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Расчет утяжеленных бурильных 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. 5.25 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. 5.26 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 правой ступени должен соответствовать табл. 5.26, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть $\geq 0,8$.

Длину комплекта УБТ l_0 , состоящего из труб одного диаметра, определяют по формуле

$$l_0 = (1,2 \div 1,25) \frac{Q}{gq_0}, \quad (5.1)$$

где Q – нагрузка на долото, Н; q_0 – масса 1 м УБТ в растворе, кг/м.

Таблица 5.25

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	≥ 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 5.26

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

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров, $q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + l_n q_n = (1,2 \div 1,25) \frac{Q}{g}$. Если $Q > p_{кр}$, то на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

Наиболее опасны для УБТ знакопеременные изгибающие напряжения. Выразив радиус кривизны скважины $R = 573/\alpha_0$, где α_0 – интенсивность искривления на 10 м, получим условие прочности для УБТ:

$$\frac{EI\alpha_0}{573} \leq \frac{M_{пред}}{1,5}, \quad (5.2)$$

где EI – жесткость УБТ; $M_{пред}$ – предельный изгибающий момент.

Испытания по определению $M_{пред}$ проведены по ВНИИБТ.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках или с большой частотой вращения.

Расчет бурильных труб при бурении забойными двигателями

В процессе расчета определяют либо напряжения в трубах, либо длины секций по допустимым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допустимая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_T + G)(1 - \gamma_{ж} / \gamma) - p_{II}F_{II}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)},$$

$$Q_p^{(1)} = \sigma_T F_1 / n = Q_1 n,$$

где $Q_p^{(1)}$ – допустимая растягивающая нагрузка на трубы, Н; $(Q_T + G)$ – масса УБТ и забойного двигателя, кг; $\gamma_{ж}/\gamma$ – отношение плотностей бурового раствора и стали; p_{II} – перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па; q_1 – масса 1 м труб секции, кг/м; Q_1 – предельная нагрузка на трубу, Н; F_1 – площадь поперечного сечения тела трубы, м²; σ_T – предел текучести материала трубы; n – коэффициент запаса прочности.

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)

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_T + G)(1 - \gamma_{ж} / \gamma) - p_{II}F_{II}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}. \quad (5.3)$$

Длина второй секции (в м)

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}. \quad (5.4)$$

Длина n -й секции (в м)

$$l_n = \frac{Q_p^{(n)} - Q_p^{(n-1)}}{1,15q_n g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}, \quad (5.5)$$

где q_1, q_2, \dots, q_n – масса 1 м труб каждой секции, кг/м; $Q_p^1, Q_p^2, \dots, Q_p^n$ – допустимые растягивающие нагрузки для труб каждой секции, Н/м.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени двухразмерной колонны определяют по формулам (5.3) – (5.5).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$l_{m+1} = \frac{Q_p^{(m+1)} - Q_p^m - p_{II}F'_{II}}{1,15q_{m+1}g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}, \quad (5.6)$$

$$l_{m+2} = \frac{Q_p^{(m+2)} - Q_p^{(m+1)}}{1,15q_{m+2}g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)} \text{ и т.д.}, \quad (5.7)$$

где m – число секций нижней ступени; Q_p^m – допустимая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н; Q_p^{m+1}, Q_p^{m+2} – допустимые нагрузки для труб первой и второй секций II ступени, Н; F'_{II} – 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.

Расчет бурильных труб 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.

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:

$$l_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15Q_T(1 - \gamma_{ж} / \gamma) - P_{II}F_{II}}{1,15q_1g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)}; \quad (5.8)$$

$$l_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \gamma_{ж} / \gamma)} \text{ и т.д.}, \quad (5.9)$$

$$Q_p^{(1)} = Q_1 / 1,04n; \quad Q_p^{(2)} = Q_2 / 1,04n \text{ и т.д.},$$

где Q_1, Q_2 – предельные нагрузки для труб, Н.

Двухразмерная многосекционная колонна, состоящая в верхней части из труб большего диаметра. Длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (5.8), (5.9), длины секций II ступени – по формулам (5.6), (5.7), причем:

$$Q_p^{(m)} = Q_m / 1,04n, \quad Q_p^{(m+1)} = Q_{m+1} / 1,04n; \quad Q_p^{(m+2)} = Q_{m+2} / 1,04n.$$

5.12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Сборка и комплектование бурильных труб

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 соответствии с действующей Инструкцией, а труб 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.

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 до-

пуска (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.

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 замаркированы 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 – широко применяется в нефтепромысловой практике.

Контроль за процессом свинчивания допускается производить по метке, нанесенной на трубу с помощью керна. На определенном расстоянии от торца подготавливаемого 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. Температуру в процессе нагрева замков контролируют путем непосредственного измерения соответствующим прибором – термоэлектрическим пирометром, отсчета времени нагрева при постоянном режиме работы печи.

Для 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.

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.

Все бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, готовят к эксплуатации и на основании заказа-заявки буровых предприятий, согласованной с производственным объединением, собирают в комплекты, которые в последующем в значительной степени упростят их учет и отработку.

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.

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: 20E10 2 41. Здесь 20 — порядковый номер комплекта; E — группа прочности; 10 — толщина стенки; 2 — последняя цифра года ввода в эксплуатацию и 41 — порядковый номер трубы в комплекте.

Составление комплекта оформляется специальным актом, к которому 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.

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 доставляется 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 необходимости.

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 пользуются руководящим документом РД 39-2-448 — 80.

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.

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; движения 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 про-

водке 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 % первоначальной стоимости труб и 90 % 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 на фактическому их состоянию на основании результатов осмотра, дефектоскопии и инструментальных измерений.

В зависимости от фактического износа в процессе эксплуатации и изменения геометрических размеров трубы переводятся во II и III классы.

В табл. 5.27 приводятся степень износа и значения дефектов, при достижении которых трубы переводят в следующий класс. На основании данных (см. табл. 5.27) составлены прочностные характеристики труб II и III классов.

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 (4н×1") и конусностью 1/6 предельным является расстояние между уступом и торцом замковых деталей, равное 25 мм, для резьбы с шагом 5,08 (5н×1") и конусностью 1/4 — 14,5 мм.

Таблица 5.27

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, % наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % наружного диаметра, не более	3	5
Шейка, % 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, % длины окружности трубы, не более	10	10
Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % номинальной, не менее	80	65

Таблица 5.28

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

Предельные значения износа бурильных замков по наружной поверхности даны в табл. 5.28. Первый класс соответствует номинальному диаметру замка, второй и третий определяются значением 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.

Дефектоскопия бурильных труб

При бурении нефтяных и газовых скважин могут происходить поломки 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, являясь следствием возникновения и развития трещин на этих участках при воздействии на бурильную колонну знакопеременных нагрузок.

Для выявления дефектов в теле труб и их соединениях широко внедряются методы дефектоскопического контроля, позволяющие обнаруживать и определять местоположение таких дефектов, как закалочные трещины, раковины, закаты, плены, неметаллические включения и другие нарушения сплошности металла, к которым можно отнести и усталостные трещины.

Методы дефектоскопии позволяют проверять новые трубы 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.