

Иогансен К. В. Спутник буровика: Справочник. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1986. — 294 с.

Во втором издании (1-е изд. — 1981) отражены последние достижения техники и технологии бурения. Кратко описаны серийно выпускаемые забойные двигатели и керноприемные устройства, породоразрушающий инструмент, бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы, элементы компоновки бурильной колонны, ловильный инструмент, пакерующие устройства, противовыбросовое оборудование. Рассмотрены процессы промывки и цементирования скважин, приведены сведения по испытанию скважин. Для проведения необходимых расчетов даны прочностные характеристики, формулы, методики, номограммы, графики.

Для инженерно-технических работников, занятых бурением скважин. Табл. 272, ил. 150, список лит. — 41 назв.

Рецензент: И. В. Гундорцев (Министерство геологии).

1. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1. Выбор конструкции скважины

В координатах «глубина — эквивалент градиента давлений» по данным геофизических или промысловых исследований на близрасположенных скважинах строятся кривые пластовых (поровых) давлений, давлений поглощения и гидроразрыва для каждой литолого-стратиграфической формации разреза (рис. 1.1). При полном отсутствии данных давление гидроразрыва $p_{гр}$ определяется по формулам и для построения берется меньшее значение

$$p_{гр} = 0,83L + 6,6p_{пл};$$

$$p_{гр} = 0,87p_{гор};$$

$$p_{гр} = \frac{\mu}{1-\mu} (p_{гор} - p_{пл}) + p_{пл},$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине L , МПа; $p_{гор}$ — горное давление вышележащих горизонтов, МПа ($p_{гор} = 0,01\rho_{гор}L$, причем $\rho_{гор}$ — средневзвешенная плотность горных пород вышележащих горизонтов, определяемая геофизическими методами или лабораторными анализами кернового материала по близлежащим скважинам, г/см³); μ — коэффициент Пуассона (для нормально уплотненных глин $\mu = 0,0977\rho_{гор}^{1,4}$).

Глина с прослоями песчаников	0,33—0,40
Глина плотная	0,25—0,40
Глина с прослоями алевролитов	0,425
Глинистые сланцы	0,10—0,20
Песчаник	0,30—0,35
Известняк	0,28—0,33
Каменная соль	0,44
Гравий	0,26—0,29

Давления поглощения принимаются по фактическим данным или по опытным нагнетаниям (подача 1—2 л/с). При отсутствии данных давление поглощения определяют по формуле

$$p_{погл} = (0,75 - 0,95) p_{гр}.$$

На графике параллельно оси глубин снизу вверх проводят эквиваленты давлений бурового раствора для интервалов максимальной мощности. Граничными критериями интервала применения промывочной жидкости одинаковой плотности является условие

$$\Delta\alpha_{погл\ min} \geq 0,01\rho_{ж} \geq a \Delta\alpha_{max},$$

где $\rho_{ж}$ — максимальная плотность промывочной жидкости при бурении в определяемом интервале, г/см³; a — коэффициент запаса

(для скважин (интервалов) глубиной до 1200 м $a = 1 \div 1,15$; для скважин глубиной более 1200 м $a = 1,05 \div 1,1$); $\Delta\alpha_{\text{полл min}}$ — минимальный градиент поглощения в определяемом интервале, МПа/м; $\Delta\alpha_{\text{max}}$ — максимальный градиент пластового (порового) давления в определяемом интервале, МПа/м.

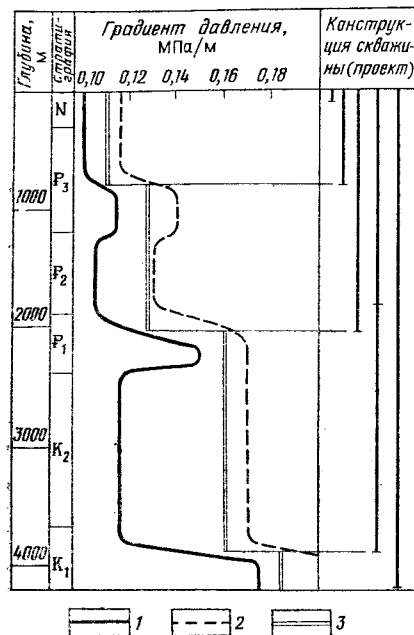


Рис. 1.1. График совмещенных давлений для выбора конструкции скважины. Градиенты давлений: 1 — порового; 2 — поглощения; 3 — промывочной жидкости

В зоне вечной мерзлоты кондуктор опускают на 100—150 м ниже ее уровня в породы, плотные и устойчивые при оттаивании.

$$D_{\text{дол}} = (1,0447 + 0,00022D) D_m,$$

где $D_{\text{дол}}$ — минимальный диаметр долота, мм; D — диаметр обсадных труб, мм; D_m — диаметр муфты обсадных труб, мм.

Соотношение диаметров долот и спускаемых колонн

Минимальный диаметр долота, мм	139,7	165,1	190,5	215,9	244,5
Диаметр обсадной колонны, мм	114,3	127,0;	139,7;	168,3;	193,7;
		139,7 *	168,3 *	177,8;	219,1 *
				193,7 *	
Минимальный диаметр долота, мм	269,9	295,3	349,2	393,7	490,0
Диаметр обсадной колонны, мм	219,1;	244,5;	273,1;	323,9;	377,0;
	244,5 *	273,1 *	298,9	351,0	425,5

* Трубы безмуфтовые.

Границы изменения эквивалентов давлений промывочной жидкости и являются глубинами спуска обсадных колонн (рис. 1.1). Глубины спуска промежуточных колонн и кондукторов должны удовлетворять условию

$$H \geq \frac{p_{\text{пл}} - 0,01\rho_0}{0,02 - 0,01\rho_0},$$

где ρ_0 — плотность бурового раствора с учетом поступления в него пластового флюида, г/см³ (см. разд. 6.6 «Расчет обсадных колонн»).

Диаметры обсадных колонн рассчитывают снизу вверх. Геологической службой обуславливают диаметр эксплуатационной колонны. Соотношение

между диаметрами эксплуатационной колонны и долота выбирают в соответствии с приведенными ниже данными или по формуле

Затем подбирают промежуточную колонну, исходя из диаметра долота под эксплуатационную колонну. Подбор остальных промежуточных колонн и кондуктора, а также долот проводят аналогично рассмотренному.

Для глубоких скважин после определения конструкции делают проверочный расчет обсадных труб на прочность. Определив минимально необходимые толщины стенок труб промежуточных колонн, задаются величиной абсолютного износа труб Δ и проверяют их на механический износ в процессе бурения и спуско-подъемных операций под следующую колонну по приведенной ниже методике. Все обсадные колонны, спускаемые в искривленные участки ствола скважины, проверяют на проходимость в этих участках.

Таблица 1.1

Минимальные диаметры УБТ наддолотного комплекта, обеспечивающие успешный спуск обсадных колонн в скважину

Диаметр обсадной колонны, мм	[ΔΨ], градус на 10 м	Диаметр долота, мм								
		490,0	393,7	349,2	295,3	269,9	244,5	215,9	190,5	161
426	0,8	407	—	—	—	—	—	—	—	—
377	1,0	299	—	—	—	—	—	—	—	—
351	1,2	254	340	—	—	—	—	—	—	—
324	1,3	229	299	—	—	—	—	—	—	—
299	1,6	—	229	299	—	—	—	—	—	—
273	2,0	—	203	229	254*	—	—	—	—	—
245	2,3	—	—	203	229	229*	—	—	—	—
219	2,8	—	—	—	178	203	203*	—	—	—
194	3,5	—	—	—	—	178	178	178*	—	—
178	4,0	—	—	—	—	146	146	178	—	—
168	5,0	—	—	—	—	—	146	146	146*	—
140	7,0	—	—	—	—	—	—	133	133	133*

Примечания. 1. Звездочкой обозначены диаметры УБТ при использовании безмуфтовых труб. 2. [ΔΨ] — допустимая интенсивность пространственного искривления ствола скважины.

Минимальная длина УБТ, обеспечивающая успешный спуск обсадных колонн в скважину,

$$\frac{6000}{q} \leq l \leq \frac{D_{\text{дол}} d_{\text{УБТ}}}{0,0349 \Delta \Psi},$$

где q — масса 1 м УБТ, кг; $D_{\text{дол}}$, $d_{\text{УБТ}}$ — диаметры долота и УБТ, см.

Диаметр долота, мм	97—114	118—132	132,7—158,7
Диаметр забойного двигателя, мм	85	105	127
Диаметр долота, мм	196,9—200,0	212,7—228,6	243—250,8
Диаметр забойного двигателя, мм	172	195	215

Диаметр долота, мм	161—172	187,3—190,5	
Диаметр забойного двигателя, мм	143	164	
Диаметр долота, мм	269,9	295—320	346—508
Диаметр забойного двигателя, мм	240	265	315

1.2. Выбор профиля скважины

При необходимости проводки наклонной скважины с заданным геологической службой предприятия отходом от вертикали А технологическая служба выбирает профиль (рис. 1.2), основываясь на расчетной ее конструкции, технических возможностях предприятия, квалификации и опыте исполнителей, достигнутом технологическом уровне бурения в данном регионе. При выборе профиля необходимо учитывать естественное искривление скважины в азимутальной плоскости, имеющееся на данном месторождении. В случае дальнейшей эксплуатации скважины штанговыми насосами градиент кривизны ствола в интервале над насосом не должен превышать 0,5° на 10 м во избежание протирания обсадных труб и поломки штанг.

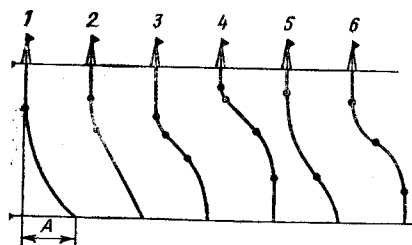


Рис. 1.2. Типы профилей наклонных скважин с отходом от вертикали А:
1 — двухинтервальный; 2, 5 — трехинтервальный; 3, 6 — четырехинтервальный; 4 — пятиинтервальный

После выбора профиля определяют глубину скважины и ее характерные точки по инструменту, рассчитывают траекторию ствола, компоновки для бурения вертикальных, кривых и наклонных участков. Траекторию ствола рассчитывают практически методом подбора, задаваясь градиентами набора и спада кривизны, а также максимальным углом наклона.

6

1.3. Выбор типа шарошечного долота и диаметра гидромониторных насадок

Таблица 1.2

Рациональное сочетание типа шарошечного долота и разбуриваемой породы

Тип долота	Краткая литологическая характеристика горных пород
1	2
М	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчаные и слюдяные, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчанников и алевролитов, глинистых слюдяных мергелей и известняков Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла Известняки-ракушечники
МЗ	Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, алевролитов, песчанников разнозернистых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев Переслаивание плотных глин, алевролитов, глинистых или карбонатных песчанников и мергелистых известняков Известняки органогенные с прослоями разнозернистых песчанников, слюдяных глин и алевролитов
МС	Глины песчаные, аргиллитоподобные, опоковидные Аргиллиты с прослоями разнозернистых песчанников, глинистых алевролитов, известняков и конгломератов, сцементированных известково-глинистым цементом
МСЗ	Глины пестроцветные и алевролиты с прослоями известняков Чередование аргиллитов, известковистых и неизвестковистых, с алевролитами и песчаниками разнозернистыми, известковистыми, кварцевыми, слабослюдяными Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчаных доломитов Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные, с прослоями песчанников и глин Известняки органогенные, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов Переслаивание песчанников разнозернистых, кварцевых, глинистых, плотных аргиллитов, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, и аргиллитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых
С	Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, местами брекчиевидные, слабо доломитизированные; известняки-ракушечники; мел песчаный Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевролиты, известковистые, слюдяные, иногда загипсованные Аргиллиты слоистые, известковистые. Мергели песчаные Песчаники различной плотности, разнозернистые, часто известковистые и глинистые. Алевролиты плотные и рыхлые, слюдяные, известковистые Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков

Продолжение табл. 1.2

1	2
СТ	Известняки и доломиты разномерные, иногда брекчиевидные, неравномерно глинистые, участками окремненные. Переслаивание глин алевролитов, алевролитов, песчаников слабосцементированных, аргиллитов известковых, ангидритов, гипсов, мергелей Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов
СЗ	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитизированные, с прослоями аргиллитов Переслаивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчаных, известковых, загипсованных с песчаниками разномерными, кварцевыми, известковыми, глинистыми, аргиллитами слюдястыми, иногда окремненными, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковыми
Т	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремненные Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные Переслаивание глин и глинистых сланцев, песчаных, слюдястых, алевролитов, кварцевых, глинистых, и песчаников разномерных, кварцевых, полимиктовых, слюдястых. Встречаются конгломераты и гравелиты
ТЗ, ТКЗ	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремненные, доломитизированные. Доломиты мелко-тонкозернистые, участками окремненные, с включением гипса Аргиллиты, иногда окремненные Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые Роговики, андезиты, андезитобазальты
К, ОК	Известняки и доломиты окремненные Алевролиты тонкослоистые Сланцы углито-глинистые, филлитизированные Песчаники кварцевые, кварцитовидные Андезиты, андезитобазальты

Таблица 1.3

Область применения шарошечных долот

Группа пород	Категория пород по буримости	Твердость пород, МПа	Тип долота
Мягкие	II	100—150	М
Средние	III	250—500	М, МЗ, МС
	IV	500—1000	МСЗ, С, СТ
Твердые	V	1000—1500	СТ, Т, СЗ
	VI	1500—2000	СЗ, ТК, ТЗ
Крепкие	VII	2000—3000	ТЗ, ТКЗ
	VIII	3000—4000	ТКЗ
Очень крепкие	IX	4000—5000	ТКЗ, К
	X	5000—6000	К, ОК
	XI	6000—7000	ОК
	XII	>7000	—

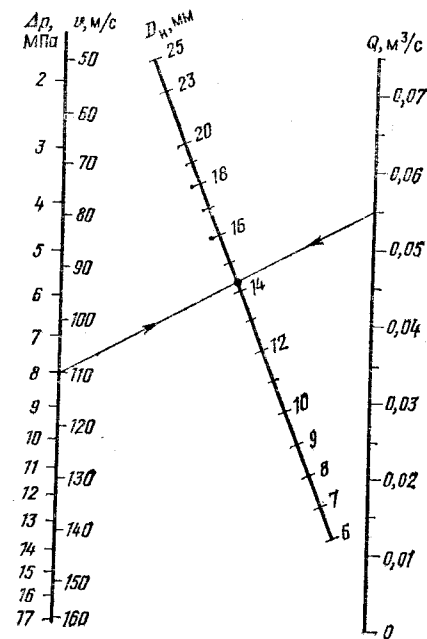


Рис. 1.3. Номограмма определения диаметра насадок для получения гидромониторного эффекта

Диаметр насадок шарошечных долот выбирают по номограмме (рис. 1.3).

Расстояние от забоя до первого центризатора при бурении наклонных скважин

Применяемая компоновка: долото + УБТ (турбобур) + центризатор + УБТ меньшего диаметра и необходимой по технологическим соображениям длины + бурильные трубы. Допуски диаметра центризатора: от + (5—10) до — (2—3) мм. В случае применения центризатора с плюсовым размером от указанного в таблице табличное расстояние увеличить на 0,8—1,2 м. Таблицы рассчитаны для пород с $P_{ш} \geq 2000$ МПа; при бурении пород меньшей твердости центризатор приблизить к долоту на 0,5—2,0 м, но не ближе чем на 3 м (табл. 1.4, 1.5). Нагрузки на долото:

Диаметр УБТ, мм	146	178	203	229	≤245
Нагрузка на долото, кН . . .	50	80	120	160	200

При необходимости бурения с повышенными нагрузками компоновка должна быть следующей: долото + УБТ (турбобур) + центризатор + УБТ меньшего диаметра + центризатор диаметром на 2—4 мм меньше диаметра долота + УБТ + бурильные трубы.

01 Таблица 1.4

Расстояние от забоя до первого центризатора при бурении ротором (в м)

На- зна- чение	Диаметр, мм		Диаметр УБТ, мм		Угол наклона ствола скважины, градус													
	сква- жины	цен- тра- тора	наруж- ный	внутрен- ный	5	6	7	8	9	10	15	20	25	30	40	50	60	
Стабилизация кривизны	394	380	273	100—127	15,8	15,0	14,5	14,0	13,6	13,3	12,0	11,2	10,6	10,2	9,6	9,2	8,9	
			254	100—127	16,0	15,4	14,7	14,3	13,9	13,5	12,2	11,4	10,8	10,3	9,7	9,3	9,0	
			245	90—100	15,9	15,1	14,5	14,0	13,6	13,4	12,1	11,3	10,7	10,3	9,6	9,2	8,9	
			229	90—100	15,9	15,1	14,5	14,0	13,6	13,4	12,1	11,3	10,7	10,3	9,6	9,2	8,9	
	295	280	203	80—90	15,6	15,0	14,3	13,9	13,5	13,2	11,9	11,0	10,5	10,0	9,5	9,0	8,8	
			254	100—127	9,0	8,6	8,2	8,0	7,8	7,5	6,8	6,4	6,0	5,7	5,4	5,1	5,0	
			245	90—100	10,0	9,7	9,3	9,0	8,7	8,5	7,7	7,2	6,8	6,5	6,1	5,8	5,2	
			229	90—100	11,3	10,9	10,4	10,1	9,8	9,5	8,7	8,1	7,7	7,4	6,9	6,6	6,4	
	214	205	203	80—90	12,3	11,7	11,3	11,0	10,5	10,4	9,4	8,7	8,3	8,0	7,5	7,1	6,9	
			178	80—90	8,6	8,2	7,8	7,6	7,4	7,2	6,5	6,1	5,8	5,5	5,2	5,0	4,8	
			146	68—75	10,0	9,6	9,2	8,9	8,7	8,4	7,6	7,1	6,7	6,5	6,0	5,8	5,6	
			146	78—75	8,4	8,0	7,7	7,4	7,2	7,0	6,4	5,9	5,6	5,4	5,0	4,8	4,7	
	190	180	146	78—75	8,4	8,0	7,7	7,4	7,2	7,0	6,4	5,9	5,6	5,4	5,0	4,8	4,7	
	161	155	146	68—75	4,9	4,7	4,5	4,4	4,3	4,1	3,8	3,5	3,3	3,2	3,0	2,9	2,8	
	Спад кривизны	394	380	273	100—127	29,0	27,8	26,8	26,0	25,1	24,5	22,2	20,6	19,6	18,8	17,6	16,8	16,3
				154	100—127	29,4	28,0	27,0	26,0	25,4	24,6	22,4	20,8	19,8	18,9	17,8	17,0	16,5
245				90—100	29,0	27,7	26,7	25,8	25,0	24,4	22,0	20,5	19,5	18,7	17,5	16,8	16,3	
229				90—100	28,9	27,6	26,6	25,7	25,0	24,3	22,0	20,5	19,4	18,7	17,5	16,7	16,2	
295		280	203	80—90	28,3	27,0	26,0	25,2	24,4	23,8	21,5	20,1	19,0	18,2	17,1	16,4	16,0	
			254	100—127	20,8	19,8	19,1	18,5	18,0	17,5	15,8	14,7	14,0	13,4	12,6	12,1	11,7	
			245	90—100	21,5	20,5	19,7	19,0	18,5	18,0	16,3	15,2	14,4	13,8	13,0	12,4	12,0	
			229	90—100	22,5	21,5	20,7	20,0	19,5	19,0	17,1	16,0	15,1	14,5	13,6	13,0	12,6	
214		205	203	80—90	23,3	22,2	21,4	20,7	20,1	19,6	17,7	16,5	15,7	15,0	14,1	13,5	13,1	
			178	80—90	17,2	16,5	15,8	15,3	14,9	14,5	13,1	12,3	11,6	11,1	10,4	10,0	9,7	
			146	68—75	18,6	17,8	17,1	16,5	16,1	15,7	14,1	13,2	12,5	12,0	11,3	10,8	10,4	
			146	68—75	16,6	15,8	15,2	14,7	14,3	13,9	12,6	11,8	11,2	10,7	10,0	9,6	9,3	
190		180	146	68—75	16,6	15,8	15,2	14,7	14,3	13,9	12,6	11,8	11,2	10,7	10,0	9,6	9,3	
161		155	146	68—75	12,3	11,7	11,3	10,9	10,6	10,3	9,3	8,7	8,3	7,9	7,4	7,1	6,9	

Таблица 1.5

Расстояние от забоя до первого центризатора при бурении турбобуром (в м)

Назначение	Диаметр, мм		Тип турбобура	Угол наклона ствола скважины, градус													
	сква- жины	цен- тра- тора		5	6	7	8	9	10	15	20	25	30	40	50	60	
Стабилизация кривизны	394	380	T12M3Б с кожухом диа- метром 324 мм	13,1	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,0	9,3	8,8	8,4	7,9	7,6	7,3	
	295	280	T12M3Б (240)	16,3	15,5	15,0	14,5	14,0	13,7	12,4	11,6	11,0	10,5	9,9	9,4	9,2	
			T12M3Б-240	10,9	10,4	10,0	9,7	9,4	9,1	8,3	7,7	7,3	7,0	6,6	6,3	6,1	
			(3) ТС (5Б, III)-240	10,1	9,7	9,3	9,0	8,7	8,5	7,7	7,2	6,8	6,5	6,1	5,9	5,7	
	269	258	KTДЗ-240	10,4	10,0	9,6	9,3	9,0	8,8	8,0	7,4	7,0	6,7	6,3	6,1	5,9	
			T12M3Б-240	7,8	7,5	7,2	7,0	6,8	6,6	6,0	5,6	5,3	5,1	4,8	4,6	4,4	
			(3) ТС (5Б, III)-240	7,4	7,0	6,8	6,6	6,4	6,2	5,6	5,2	5,0	4,8	4,5	4,3	4,2	
	214	205	A9 (III, K5CA)	7,6	7,3	7,0	6,8	6,6	6,4	5,8	5,4	5,1	4,9	4,6	4,4	4,3	
			KTДЗ-240	4,2	4,0	3,8	3,7	3,6	3,5	3,2	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	
			(3) ТС5Б-195	6,1	5,8	5,6	5,4	5,2	5,1	4,6	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,4	
190	182	ЗТСН-195 (ТЛ), А7Ш	6,1	5,8	5,6	5,4	5,2	5,1	4,6	4,3	4,1	3,9	3,7	3,5	3,4		
		КТД4-196	4,6	4,4	4,3	4,1	4,0	3,9	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,7		
		(3) ТС (5Б, III)-172 (ТЛ)	6,8	6,5	6,3	6,1	5,9	5,7	5,2	4,8	4,6	4,4	4,1	4,0	3,9		
161	155	ЗТСН-164ТЛ	4,8	4,6	4,4	4,3	4,1	4,0	3,7	3,4	3,2	3,1	2,9	2,8	2,8		
		КТД4-172	7,1	6,8	6,5	6,3	6,1	6,0	5,4	5,0	4,8	4,6	4,3	4,1	4,0		
		КТД4-164	7,1	6,8	6,5	6,3	6,1	6,0	5,4	5,0	4,8	4,6	4,3	4,1	4,0		
Спад кривизны	394	380	T12M3Б с кожухом диа- метром 324 мм	25,4	24,3	23,4	22,6	22,0	21,4	19,4	18,0	17,0	16,4	15,4	14,7	14,3	
	295	280	T12M3Б-240	27,2	26,0	25,0	24,2	23,4	22,9	20,7	19,3	18,3	17,6	16,5	15,8	15,3	
			T12M3Б-240	22,4	21,4	20,6	20,0	19,4	18,9	17,1	15,9	15,1	14,5	13,6	13,0	12,6	
			(3) ТС (5Б, III)-240	21,2	20,3	19,5	18,9	18,3	17,9	16,0	15,0	14,3	13,7	12,9	12,3	12,0	
	214	205	A9 (K5CA, III)	21,6	20,6	20,0	19,0	18,7	18,2	16,4	15,3	14,6	13,9	13,1	12,5	12,2	
			(3) ТС5Б-195	14,0	13,5	13,0	12,6	12,2	11,9	10,7	10,0	9,4	9,1	8,5	8,1	7,9	
			ЗТСН-195, А7Ш	13,9	13,3	12,8	12,4	12,0	11,7	10,6	9,9	9,4	9,0	8,4	8,1	7,8	
	190	182	КТД4-196	14,5	13,8	13,3	12,9	12,5	12,2	11,0	10,3	9,8	9,4	8,8	8,4	8,1	
			(3) ТС (5Б, III)-172 (ТЛ)	13,3	12,7	12,2	11,8	11,5	11,2	10,1	9,4	8,9	8,6	8,1	7,7	7,5	
			ЗТСН-164ТЛ	14,6	14,0	13,4	13,0	12,6	12,3	11,1	10,4	9,8	9,4	8,9	8,5	8,2	
161	155	КТД4-172	13,7	13,1	12,6	12,2	11,9	11,6	10,5	9,8	9,3	8,9	8,3	8,0	7,7		
		КТД4-164	15,2	14,5	14,0	13,5	13,1	12,8	11,6	10,8	10,2	9,8	9,2	8,8	8,5		
		ТС4А-127	13,6	13,0	12,5	12,1	11,7	11,4	10,3	9,6	9,1	8,8	8,2	7,9	7,6		
			КТДЗ-127	14,0	13,4	12,9	12,5	12,1	11,8	10,7	10,0	9,4	9,1	8,5	8,1	7,9	
Примечание. Длина ребер центратора 300—350 мм.																	

Примечание. Длина ребер центризатора 300—350 мм; ребра центризатора располагаются по образующей канала ствола; минимальное число ребер 5; ширина ребра равна расстоянию между ребрами или превышает его.

В случае применения двухразмерных УБТ расстояние от долота до первого центриатора L_1 выбирают по графику на рис. 1.4.

Необходимый угол перекоса резб кривого переводника для набора кривизны определяется по формуле

$$\Delta\alpha = \frac{1146 \sin(\alpha_{\pi} - \beta - \gamma)}{L_1 + L_2},$$

где $\Delta\alpha$ — проектная интенсивность набора кривизны, градус на 10 м; α_{π} — угол перекоса резб кривого переводника, градус; L_1 — расстояние от торца долота до плоскости изгиба кривого

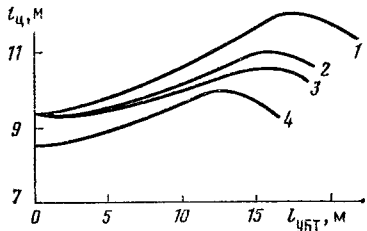


Рис. 1.4. Расстояние от забоя до первого центриатора для предупреждения искривления; Кривая на рис. 1.4 1 2 3 4
Диаметр, мм:
УБТС 273 245 229 —
УБТ 203 203 203 203+173

переводника, м; L_2 — расстояние от плоскости изгиба кривого переводника до верхнего среза турбобура, м;

$$\beta = \arcsin \frac{D_d - D_{\pi}}{2L_1}; \quad \gamma = \arcsin \frac{D_d - D_{\pi}}{L_2};$$

D_d , D_{π} — диаметры соответственно долота и турбобура, м.
Для успешного набора кривизны необходимо, чтобы масса верхнего плеча кривой компоновки длиной L_2 была больше массы нижнего плеча с длиной L_1 при большей или одинаковой жесткости.

Для обеспечения проводки скважины без значительного фрезерования ее стенок долотом необходимо соблюсти условие

$$\Delta\alpha \leq 573 \frac{D_d - D_{\pi}}{L_1^2}.$$

Из условия нормальной вписываемости кривой компоновки в искривленный участок ствола скважины $L_2 \leq 2,83L_1$.

2. ПОРОДРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Таблица 2.1

2.1. Долота шарошечные (рис. 2.1) ГОСТ 20692-75

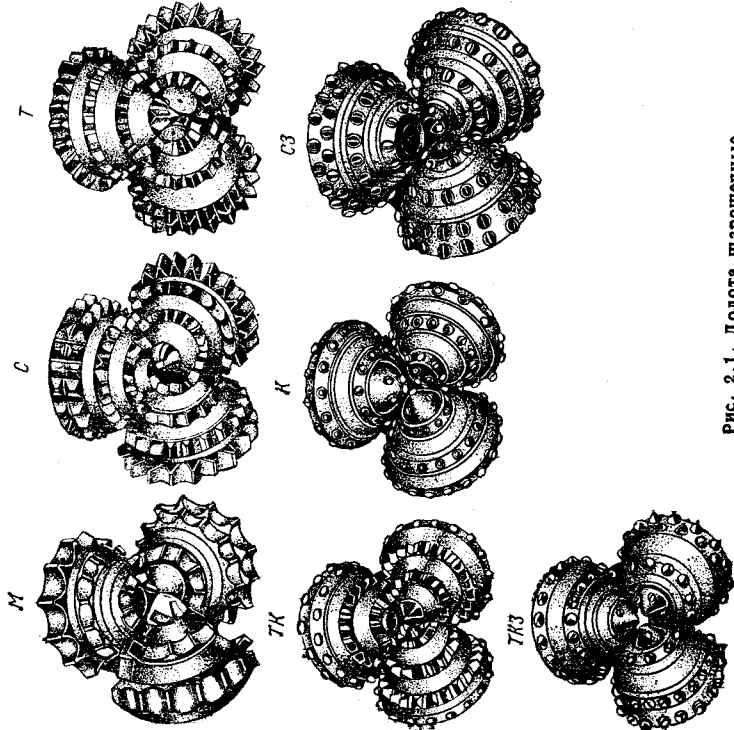


Рис. 2.1. Долота шарошечные

Примечание. В скобках указан допустимый тип резб.

Диаметр номиналь- ный, мм	Вы- сота, мм	Присоеди- нительная резба	Присоеди- нительная резба
46,0	100	33	3-117
59,0	120	41,5	3-117
76,0	140	3-42	3-117
93,0	160	3-50	3-117
97,0	165	3-66	3-121
98,4	170	3-66	3-121 (3-152)
112,0	180	3-63,5	3-121 (3-152)
118,0	190	3-76	3-152
120,6	200	3-76	3-152
132,0	210	3-63,5	3-152
139,7	230	3-88	3-152 (3-171)
146,0	240	3-88	3-152 (3-171)
151,0	250	3-88	3-152 (3-171)
161,0	310	3-88	3-177 (3-171)
163,1	310	3-88	3-177 (3-171)
171,4	320	3-88	3-177 (3-171)
187,3	320	3-88	3-201 (3-171)
190,5	335	3-117 (3-88)	3-201 (3-171)

Типы долот: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК.
Долота различаются по расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов:

Ц — центральная промывка (не маркируется); Г — боковая гидромониторная промывка; П — центральная продувка; ПГ — боковая продувка.

Опоры шарошек должны изготавливаться:

В — на подшипниках с телами качения; Н — на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения); А — на двух и более подшипниках скольжения; У — маслonaполненными.

I, II, III — число шарошек (III может не маркироваться).

Таблица 2.2

Номенклатура выпускаемых шарошечных долот

ГОСТ 23592-75, ТУ 26-02-844-79

Диаметр, мм	Тип									
	М	МЗ	МС	МСЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТК
Одношарошечные (Н)										
130,5										
161,0										
190,5										
215,9										
244,5										
Двухшарошечные (ЦВ)										
59,5										
76,2										
91,0										
112,0										
Трехшарошечные (ЦВ)										
75,0										
93,0										
112,0										
132,0										
150,5										
173,0										
190,5										
215,9										
244,5										
269,9										
295,3										
320,0										

Диаметр, мм	Тип									
	М	МЗ	МС	МСЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТК
Трехшарошечные (ГВ)										
190,5										
215,9										
244,5										
269,9										
295,3										
320,0										
Трехшарошечные (ПВ,ПГВ)										
145,0										
161,0										
215,9										
244,5										
269,9										
320,0										
Трехшарошечные (ГН)										
190,5										
215,9										
244,5										
269,9										
295,3										

Стытные Серийные

Трехшарошечные (ГНУ)										
170,5										
215,9										
250,0										
295,3										
Трехшарошечные (ГАУ)										
170,5										
180,5										
190,5										
215,9										
244,5										
269,9										
295,3										
Трехшарошечные (ЦВ)										
118										
132										
140										
145										
151										
161										
445										
490										

Таблица 2.3

Номенклатура трехшарошечных долот, выпускаемых по лицензии фирмы «Дрессер»

Диаметр, мм	Тип									
	М	МЗ	МС	СЗ	СТ	Т	ТЗ	К	ОК	
Две опоры скольжения (ГАУ)										
190,5										
215,9										
269,9										
Одна опора скольжения (ГНУ)										
190,5										
215,9										
244,5										
269,9										
295,3										
Одна опора скольжения (ГН)										
190,5										
215,9										
269,9										
Опоры качения (ГВ)										
190,5										
215,9										

Таблица 2.4

Взаимозаменяемость шарошечных долот фирмы «Секьюрити»

Тип долота	Породы									
	мягкие			сред- ние		твердые			очень твердые	
Фрезерное негерметичное	S3S	S3	S3T	S4	S4T	S6	M4N	M4L	H7	H7T
Фрезерное герметичное	S3SS	S33	S44	M44N	M44L	H7T	H7TS	H7TC		
Штыревое герметичное	S84									
	S86									
	S88									
	M88									
	H88									
	H100									

Таблица 2.5
Модификация отечественных и зарубежных шарошечных долот

СССР	«Хьюз Тул»			«Рид Тул»			«Смит Тул»			«Секьюрити»		
	ГАУ	ГНУ	ГВ, ЦВ	ГАУ	ГНУ	ГВ, ЦВ	ГАУ	ГНУ	ГВ, ЦВ	ГАУ	ГНУ	ГВ, ЦВ
Мягкие М, МС	J1 J2	X3 X3A	OSC-3AJ OSC-3J	FP12 FP13	S11 S12	Y11 Y12	FDS FDT	SDS SDT	DS, DT ДТТ, DG	S33SF S33F	S33S S3	S3S
	J3 JD3	X1G XDG	OSC-1GJ —	—	S13 —	Y13 Y13T	FDG —	SDG SDGH	—	S44SF —	S4 —	S4
Средней твердости С, СТ	J4 JD4	XV XDV	OWV-4 OW4-J WO	F21 —	S21 S23G	Y21 Y22	—	SYH ST2 S72H	V1 V2 T2	M44NF M44LF	M44N M44L	M4N M4L
Твердые Т, ТК	J7 J8 JD8	— — —	W7C W7-J W7P-2J	F316 F34 —	S316 —	Y31 —	—	SL4 SL4H —	L4 —	H77F H77CP —	H77 H77S H77C	H7 H7T H7SG
Мягкие МЗ, МСЗ	J11 J22 J33	X33 — —	— — —	FP51 FP52 FP53	S53 — —	— — —	A1 F2 F3	2JS 3JS —	— — —	S84F S86F S88F	S84 S86 S88	— — —
Средней твердости СЗ, ТЗ	J44 J55P J55	X44 — —	— — —	FP62 FP62X FP62B FP63 FP64	S62 S63 S64 — —	— — — — —	F4 F45 F47 F5 F57	4JS 5JS — — —	— — — — —	M84F M88F M89F M89TF —	M84 M88 — — —	— — — — —
Твердые ТКЗ, К	J77 — J99	— — —	— — —	FP72 FP73 FP74 FP83	S72 S73 S74 —	— — — —	F6 F7 F9 —	6JS 7JS 9JS —	— — — —	H84F H88F H99F H100F	H88 — — —	— — — —

Штыревые долота

Таблица 2.6
Номенклатура долот фирмы «Секьюрити»

Тип долота	Диаметр, мм				
	158,7	215,9	244,5	269,9	444,5
Фрезерное, центральная промывка	S3, S4, M4N, H7	—	—	—	—
Фрезерное, гидромониторное	S3J, S4J, M4NJ, H4J	S3J, S3SJ, S4J, M4NJ, H7SGJ	S3SJ, S3J, M4NJ, H7SGJ	S3J, M4NJ, H7J	S3SJ, S3TJ, S4TJ, H7J, M4NJ
Фрезерное, опора герметизирована	—	S33S, S44, S33, M44N, M44L, H77, H77C, H77S	S33S S33 S44 M44N	S33S S44	—
Штыревое, опора герметизирована	S88, M88 H88	S86, S88, S88F, M88, M88F, H88, H100	S86 S86 M88	S88, M88	S88

Таблица 2.7

2.2. Причины аномального износа шарошечных долот

Состояние отрабатываемого долота	Возможные причины аномального износа
Большое число сломанных зубков	Неправильный выбор долота Неправильная приработка долота Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка на долото Работа по металлу
Большое число потерянных зубков	Эрозия тела шарошки Чрезмерно большая нагрузка на долото Слишком продолжительное время механического бурения
Сильный износ по диаметру	Чрезмерно высокая частота вращения Слишком продолжительное время механического бурения Сдавливание шарошек в результате спуска в ствол уменьшенного диаметра
Эрозия тела шарошки	Большое содержание твердой фазы в промывочной жидкости Чрезмерный расход промывочной жидкости Долото предназначено для более твердых пород
Чрезмерный износ опор	Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка на долото Слишком продолжительное время механического бурения Чрезмерно большое содержание песка в промывочной жидкости Отсутствие стабилизаторов над долотом и (или) между УБТ
Закупорка межвенцовых промежутков в шарошках разбуренной породой и твердой фазой	Чрезмерно большая нагрузка на долото Недостаточный расход промывочной жидкости Большое содержание твердой фазы в промывочной жидкости Долото предназначено для более твердых пород Спуск долота в заполненную шламом призабойную зону

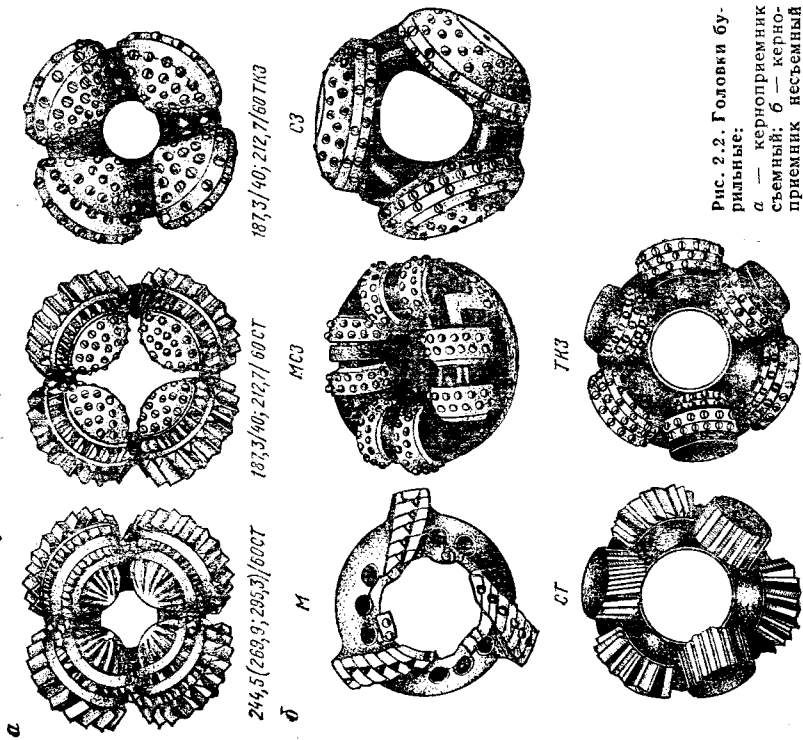


Рис. 2.2. Головки бурильные:
а — керна-
съемный; б — керна-
приемник несъемный

Диаметр, мм		Высота долота, мм	Присоедини- тельная резьба	Конусность резьбы
долота	керн			
Керноприемник несъемный				
76,0	36	110	66	—
93,0	40	120	81	—
112,0	44	140	101,5	—
132,0	60	150	118	—
139,7	52	260	3-110	1: 8
142,9	52	260	3-110	1: 8
149,2	52	260	3-110	1: 8
158,7	67	280	3-133	1: 6
165,1	67	280	3-133	1: 6
171,4	67	280	3-133	1: 6
183,7	80	300	3-150	1: 8
196,0	80	300	3-150	1: 8
212,7	80	320	3-150	1: 8
222,3	80	320	3-150	1: 8
244,5	100	360	3-189	1: 6
269,9	100	380	3-189	1: 6
295,3	100	400	3-189	1: 6
311,1	100	420	3-189	1: 6
320,0	100	420	3-189	1: 6
349,2	100	440	3-189	1: 6
Керноприемник съемный				
187,3	40	300	3-147	1: 6
212,7	60	320	3-161	1: 6
244,5	60	360	3-171	1: 6
269,9	60	380	3-171	1: 6
295,3	60	400	3-171	1: 6

Типы головок: М, МСЗ, СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ.

Обозначение бурильных головок:

а) для керноприемных устройств без съемного керноприемника — К212,7/80МСЗ; б) для керноприемных устройств со съемным керноприемником — КС212,7/60СТ.

Резьба у бурильных головок типа: К — муфта, КС — ниппель.

Таблица 2.9

Номенклатура выпускаемых бурильных головок
ГОСТ 21210—75

Шифр	Тип					
	М	МСЗ	С	СЗ	СТ	ТЗ
К-139,7/52						
К-158,7/67						
К-187,3/80						
К-187,3/100						
КС-214/60						
К-212,7/80						
К-212,7/100						
КС-269,9/60						
К-269,9/100						
КС-295,3/60						
К-295,3/100						

Опытные Серийные

2.4. Режимы обработки шарошечных долот

Таблица 2.10

Режимы обработки шарошечных долот, выпускаемых по лицензии
фирмы «Дрессер»
ТУ 26-02-874—80

Типоразмер долота	Масса, кг	Нагрузка, кН	Частота вращения долота, об/мин
1	2	3	4
190,5 М-ГН	32	98—166	250—100
СТ-ГН	32	127—264	100—40
МЗ-ГНУ	35	68—166	90—40
МСЗ-ГНУ	35	108—181	80—40
МСЗ-ГАУ	35	108—181	80—40
СЗ-ГНУ	35	108—181	80—40
СЗ-ГАУ	35	108—181	80—40
Т-ГНУ	32	206—264	70—50
ТЗ-ГНУ	35	127—206	65—35
К-ГНУ	35	127—245	50—30
К-ГАУ	35	127—245	50—30
ОК-ГНУ	35	166—274	50—25
215,9 МЗ-ГНУ	44	98—186	90—40
МЗ-ГАУ	44	98—186	90—40
МСЗ-ГНУ	44	127—215	80—40
МСЗ-ГАУ	44	127—215	80—40

Продолжение табл. 2.10

1	2	3	4
СЗ-ГНУ	44	127—215	80—40
СЗ-ГАУ	44	127—215	80—40
СТ-ГН	44	147—294	100—40
СТ-ГВ	44	147—294	100—40
ТЗ-ГН	44	147—235	65—35
ТЗ-ГНУ	44	147—235	65—35
К-ГНУ	44	147—274	50—30
К-ГАУ	44	147—274	50—30
ОК-ГНУ	44	186—304	50—25
244,5 МСЗ-ГНУ	68	147—235	80—40
СЗ-ГНУ	68	147—235	80—40
269,9 М-ГН	74	147—235	250—100
МСЗ-ГНУ	78	157—264	80—40
МСЗ-ГАУ	78	157—264	80—40
СЗ-ГНУ	78	157—264	80—40
СЗ-ГАУ	78	157—264	80—40
СТ-ГН	74	186—372	100—40
ТЗ-ГН	78	186—294	65—35
К-ГНУ	78	186—343	50—30
295,3 МСЗ-ГНУ	94	176—294	80—40
СЗ-ГНУ	94	176—294	80—40

Примечание. Меньшим нагрузкам соответствуют большие частоты вращения долота.

Таблица 2.11

Масса и присоединительная резьба зарубежных шарошечных долот

Диаметр, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба	Диаметр, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба
120,6	9,5	3-76	244,5	62,0	3-161
158,7	17,0	3-88	250,8	63,5	3-161
165,1	20,5	3-88	269,8	67,5	3-161
171,4	21,5	3-88	304,8	90,0	3-161
187,3	25,5	3-88	311,2	93,5	3-161
200,0	33,0	3-117	349,3	130,0	3-177
212,7	37,5	3-117	374,7	158,0	3-177
215,9	38,0	3-117	444,5	225,0	3-177
222,3	39,0	3-117			

Таблица 2.12

Масса и допустимая нагрузка на отечественные шарошечные долота и бурильные головки

Диаметр, мм	Тип	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН	Диаметр, мм	Тип	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
1	2	3	4	1	2	3	4
Трехшарошечные долота				244,5	ТК-ПВ	58,0	320
93,0	Т-А	3,8	40	244,5	К-В	58,0	320
98,4	С-А	4,1	50	244,5	ОК-ПВ	58,0	320
98,4	Т-А	4,4	50	269,9	С-ГН	68,5	480
98,4	ОК-А	4,8	50	269,9	С-ГНУ	65,0	480
112,0	Т-В	4,6	60	269,9	СЗ-ГН	68,5	480
120,6	С-А	6,5	60	269,9	СЗ-ГНУ	68,5	480
120,6	Т-А	6,3	60	269,9	СТ-В	52,0	350
132,0	С-В	6,2	70	269,9	СТ-ГН	69,5	480
132,0	Т-В	7,8	70	269,9	Т-В	61,0	350
132,0	К-В	8,6	70	269,9	ТЗ-В	62,5	350
139,7	С-В	11,0	100	269,9	ТК-В	66,0	350
139,7	Т-В	10,5	100	269,9	К-В	63,2	350
146,0	Т-В	10,6	120	269,9	ОК-ПВ	64,0	350
146,0	ОК-В	13,5	120	295,3	М-В	75,0	400
151,0	С-В	9,4	120	295,3	М-ГВ	73,0	400
151,0	Т-В	9,4	120	295,3	МС-ГВ	75,0	400
151,0	К-В	10,0	120	295,3	С-В	75,0	400
165,1	С-В	15,6	150	295,3	С-ГВ	77,0	400
165,1	Т-В	15,6	150	295,3	СЗ-ГВ	75,0	400
190,5	М-ГВ	27,0	200	295,3	СЗ-ГВЭ	75,0	400
190,5	МС-ГВ	28,5	200	295,3	Т-В	76,5	400
190,5	МСЗ-ГВ	27,5	200	295,3	ТЗ-В	77,0	400
190,5	С-В	26,0	200	295,3	ТК-В	76,0	400
190,5	С-ГН	32,0	200	295,3	К-В	78,0	400
190,5	С-ГВ	28,5	200	320,0	С-ГВ	95,0	450
190,5	СЗ-ГВ	28,0	200	320,0	ОК-ПВ	90,0	450
190,5	Т-В	26,0	200	349,2	М-В	115	450
190,5	ТЗ-В	25,0	200	349,2	М-ГВ	115	450
190,5	ТК-В	24,0	200	349,2	С-В	116	450
190,5	ТКЗ-В	27,0	200	349,2	С-ГВ	115	450
215,9	М-ГВ	42,5	250	349,2	Т-В	116	450
215,9	МЗ-ГВ	42,5	250	393,7	М-В	145	470
215,9	МС-ГВ	42,5	250	393,7	М-ГВ	150	470
215,9	С-ГВ	42,0	250	393,7	С-В	145	470
215,9	СЗ-ГВ	48,0	250	393,7	С-ГВ	150	470
215,9	СЗ-ГН	43,0	250	393,7	Т-В	145	470
215,9	СЗ-ГНУ	45,0	250	444,5	С-В	248	500
215,9	Т-В	36,7	250	490,0	С-В	320	500
215,9	Т-ПВ	38,0	250				
215,9	ТК-ПВ	30,0	250	Двухшарошечные долота			
215,9	ТКЗ-В	39,2	250	76	К-А	2,4	35
215,9	ТКЗ-ГВ	45,4	250	93	С-А	3,3	40
215,9	ТКЗ-ГНУ	45,0	250	93	К-А	4,1	40
215,9	К-ПВ	39,2	250	112	М-ГВ	4,9	60
215,9	К-ГНУ	45,0	250	112	С-В	5,5	60
215,9	ОК-ПВ	41,0	250	132	М-ГВ	5,9	70
244,5	Т-В	58,0	320	Одношарошечные долота			
244,5	Т-ПВ	58,0	320	139,7	СЗ-Н	16,4	100
244,5	ТК-ЦВ	58,0	320	165,1	СЗ-Н	18,0	150

Продолжение табл. 2.12

1	2	3	4	1	2	3	4
190,5	СЗ-Н	38,3	200	187,3/80	ТКЗ	29,6	120
215,9	СЗ-Н	51,0	250	212,7/60	СТ	28,0	150
Бурильные головки				212,7/60	ТКЗ	30,0	150
187,3/40	СТ	25,0	120	212,7/80	СТ	33,5	150
187,3/40	ТКЗ	27,0	120	212,7/80	СЗ	38,5	150
187,3/80	СТ	25,0	120	212,7/80	ТКЗ	37,5	150
187,3/80	СЗ	25,0	120	244,5/60	СТ	49,0	200
				269,9/60	СТ	59,0	250
				295,3/60	СТ	68,0	300

2.5. Кодирование износа шарошечных долот

РД 39-2-51—78

В — износ вооружения (хотя бы одного венца):

В1 — уменьшение высоты зубьев на 0,25;

В2 — то же, на 0,50;

В3 — то же, на 0,75;

В4 — то же, на 1,00 (полностью).

С — наличие скола зубьев, выпадения или скола твердосплавных зубков: их число (в %) записывается в скобках.

П — износ опоры (хотя бы одной шарошки):

П1 — радиальный люфт шарошки относительно оси цапфы для долот диаметром менее 216 мм — 0—2 мм, более 216 мм — 0—4 мм;

П2 — то же, для долот диаметром менее 216 мм — 2—5 мм, более 216 мм — 4—8 мм;

П3 — то же, для долот диаметром менее 216 мм — более 5 мм, свыше 216 мм — более 8 мм; «заедание» шарошки при вращении;

П4 — разрушение тел качения или их выпадение; возникновение трещин и «лысок» на шарошках.

К — заклинивание шарошек, их число указывается в скобках.

А — аварийный износ:

АВ — поломка и оставление вершины шарошки;

АШ — поломка и оставление шарошки;

АС — поломка и оставление лапы.

Число оставленных вершин, шарошек и лап указывается в скобках.

Д — уменьшение диаметра долота (мм).

Пример 1. Вооружение сработано на 0,5 (по высоте зуба), около 40 % зубьев на первой шарошке имеют сколы; склонение торца шарошки от оси цапфы долота 215,9Т-В $\approx$ 4 мм, диаметр долота уменьшился на 4 мм: В2С(40) П2Д4.

Пример 2. Вооружение сработано на 0,1 (по высоте твердосплавного зубка), 30 % твердосплавных зубков на третьей шарошке выкрошено и она заклинила, первая шарошка оставлена в скважине, отклонение торца шарошки от оси цапфы долота 295,3СЗ-ГВ — 3 мм: А2 (1).

Таблица 2.13

2.6. Долота лопастные

ОСТ 26-02-1282—75, ОСТ 39-110—80, ТУ 26-02-787—77,
ТУ 26-16-151—83, ТУ 26-02-794—77, ТУ 26-02-868—79,
ТУ 41-01-457—82

Шифр	D, м	H, мм	Масса, кг	Резьба А	Допустимые	
					нагрузка, кН	момент, Н·м
1	2	3	4	5	6	7

Пикообразные (рис. 2.3)

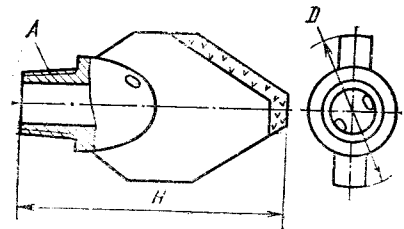
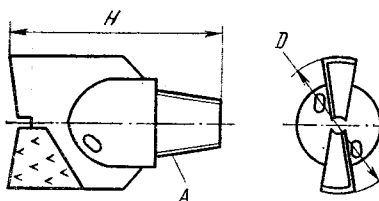
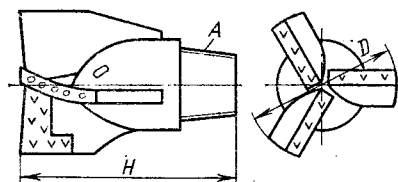


Рис. 2.3. Долото лопастное пикообразное

П-98,4	240	240	4,5	3-66	10	220
П-108,0	108,0	240	4,8	3-66	10	220
П-112,0	112,0	240	5,0	3-66	20	380
П-120,6	120,6	270	6,5	3-76	20	460
П-132,0	132,0	290	8,0	3-88	25	540
П-139,7	139,7	310	9,5	3-88	25	540
П-142,9	142,9	310	10,0	3-88	30	720
П-146,0	146,0	310	10,5	3-88	35	800
П-149,2	149,2	315	10,5	3-88	35	900
П-151,0	151,0	315	10,5	3-88	35	900
П-158,7	158,7	330	11,0	3-88	35	1 020
П-165,1	165,1	330	11,0	3-88	40	1 020
П-171,4	171,4	330	14,5	3-88	50	1 020
П-187,3	187,3	350	14,5	3-88	50	1 020
П-190,5	190,5	360	20,5	3-117	50	1 550
П-196,9	196,9	360	21,0	3-117	50	1 550
П-200,0	200,0	360	22,0	3-117	50	1 550
П-212,7	212,7	430	28,5	3-117	50	2 040
П-215,9	215,9	430	29,0	3-117	60	2 040
П-222,3	222,3	430	30,5	3-117	60	2 040
П-228,6	228,6	430	30,5	3-117	60	2 040
П-244,5	244,5	530	41,0	3-152	70	2 700
П-250,8	250,8	530	42,0	3-152	70	2 700
П-269,9	269,9	540	45,0	3-152	80	3 200
П-295,3	295,3	570	50,0	3-152	100	4 600
П-311,1	311,1	590	52,0	3-152	100	4 600
П-320,0	320,0	590	54,0	3-152	110	5 400
П-349,2	349,2	600	59,0	3-152	120	6 400
П-374,6	374,6	650	82,0	3-177	130	7 400
П-381,0	381,0	650	83,0	3-177	130	9 300
П-393,7	393,7	670	88,0	3-177	130	9 300
П-444,5	444,5	720	97,0	3-177	170	11 900

Продолжение табл. 2.13

1	2	3	4	5	6	7
 Двухлопастные (рис. 2.4) Рис. 2.4. Долото двухлопастное						
2Л-76	76,0	170	2,3	3-42	15	185
2Л-93	93,0	170	3,7	3-66	20	200
Л-93	93,0	170	—	3-50	—	—
2Л-98,4	98,4	210	4,0	3-66	20	320
2Л-98, 4МС	98,4	175	1,9	3-50	20	—
Л-98,4	98,4	180	—	3-50	—	—
2Л-108	108,0	210	4,3	3-66	20	220
2Л-112	112,0	210	4,5	3-66	30	380
2Л-112МС	112,0	175	2,2	3-50	30	—
Л-112	112,0	200	—	3-50	—	—
2Л-120,6	120,6	245	5,0	3-76	35	450
2Л-120,6МС	120,6	175	2,8	3-50	35	—
Л-120,6	120,6	220	—	3-50	—	—
2Л-132	132,0	270	7,0	3-88	40	540
6ДР-132МС	132,0	150	4,5	3-50 *	25	—
Л-132	132,0	230	—	3-63,5	—	—
2Л-139,7	139,7	270	7,5	3-88	45	720
Л-139,7	139,7	240	—	3-63,5	—	—
2Л-142,9	142,9	270	7,8	3-88	45	720
2Л-146,0	146,0	270	8,0	3-88	45	720
2Л-149,2	149,2	270	8,5	3-88	45	720
2Л-151,0	151,0	270	8,8	3-88	50	880
Л-151	151,0	270	—	3-63,5	—	—
2Л-158,7	158,7	270	9,0	3-88	55	1 020
2Л-165,1	165,1	270	9,5	3-88	55	1 020



Трехлопастные (рис. 2.5)

Рис. 2.5. Долото трехлопастное

3Л-120,6	120,6	240	8,0	3-76	50	650
3Л-132,0	132,0	260	9,5	3-88	55	800
3Л-139,7	139,7	260	10,6	3-88	70	820
3Л-142,9	142,9	260	10,8	3-88	70	1 090
3Л-146,0	146,0	260	11,0	3-88	75	1 210
3Л-149,2	149,2	260	11,2	3-88	80	1 340

* Резьба муфтовая.

Продолжение табл. 2.13

1	2	3	4	5	6	7
3Л-151,0	151,0	260	11,5	3-88	80	1 340
3Л-158,7	158,7	260	12,0	3-88	80	1 340
3Л-165,1	165,1	260	13,0	3-88	85	1 520
3Л-171,4	171,4	260	14,0	3-88	85	1 520
3Л-187,3	187,3	320	14,5	3-88	130	2 320
3Л-190,5	190,5	320	23,0	3-117	130	2 320
3Л-196,9	196,9	320	23,5	3-117	130	2 320
3Л-200,0	200,0	320	24,0	3-117	130	2 320
3Л-212,7	212,7	320	25,5	3-117	130	2 320
3Л-215,9	215,9	320	25,5	3-117	150	3 070
3Л-222,3	222,3	320	26,0	3-117	150	3 070
3Л-228,6	228,6	356	27,0	3-117	150	3 070
3Л-244,5	244,5	356	36,5	3-152	180	4 050
3Л-250,8	250,8	356	37,0	3-152	180	4 050
3Л-269,9	269,9	356	40,0	3-152	200	4 800
3ЛГ-269,9МС-1	269,9	356	35,0	3-152	170	4 600
3Л-295,3	295,3	430	43,0	3-152	240	6 900
3Л-311,1	311,1	430	45,5	3-152	240	6 900
3Л-320,0	320,0	430	46,5	3-152	240	8 150
3Л-349,2	349,2	430	51,0	3-152	270	9 600
3ЛГ-349,2МС-1	349,2	420	63,0	3-152	250	8 700
3Л-374,6	374,6	455	70,0	3-177	270	11 000
3ЛГ-374,6МС-1	374,6	440	84,0	3-177	310	11 600
3Л-381,0	381,0	455	71,0	3-177	320	14 000
3ЛГ-381,0МС-1	381,0	440	87,0	3-177	320	12 300
3Л-393,7	393,7	455	74,0	3-177	320	14 000
3ЛГ-393,7МС-1	393,7	440	87,0	3-177	330	13 000
3Л-444,5	444,5	455	83,0	3-177	360	17 800
3ЛГ-444,5МС-1	444,5	440	90,0	3-177	370	15 700
3Л-469,9	469,9	455	95,0	3-177	360	17 800

Трехлопастные истирающе-режущего типа (рис. 2.6, а)

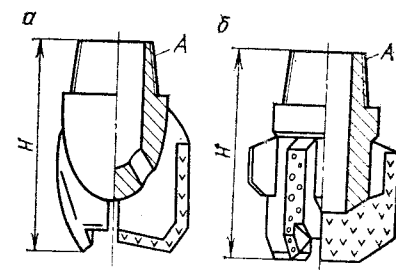
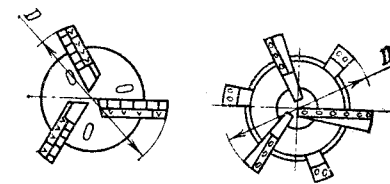


Рис. 2.6. Долото истирающе-режущее: а — трехлопастное; б — шестилопастное



4Л-139,7МС	139,7	260	9,0	3-88	50	—
ЗИР-190,5	190,5	320	23,0	3-117	130	2 320
ЗИР-196,9	196,9	320	23,5	3-117	130	2 320

1	2	3	4	5	6	7
ЗИР-200,0	200,0	320	24,0	3-117	130	2 320
ЗИР-212,7	212,7	320	25,5	3-117	130	2 320
ЗИР-215,9	215,9	320	26,0	3-117	150	3 070
ЗИР-222,3	222,3	320	26,0	3-117	150	3 070
ЗИР-228,6	228,6	356	27,0	3-117	150	3 070
ЗИР-244,5	244,5	356	36,5	3-152	180	4 050
ЗИР-250,8	250,8	356	37,0	3-152	180	4 050
ЗИР-269,9	269,9	356	40,0	3-152	200	4 800

Шестилопастные истирающе-режущего типа (рис. 2.6, б)

БИР-76,0	76,0	142	2,0	3-42	30	1 180
БИР-93,0	93,0	180	2,5	3-66	45	1 180
БИР-98,4	98,4	180	3,0	3-66	45	1 180
БИР-108,0	108,0	200	3,5	3-66	60	1 180
БИР-112,0	112,0	200	4,0	3-66	60	1 180
БИР-120,6	120,6	220	6,0	3-76	60	1 180
БИР-132,0	132,0	250	8,0	3-88	80	1 180
БИР-139,7	139,7	260	8,5	3-88	90	1 340
БИР-142,9	142,9	260	9,0	3-88	100	1 550
БИР-146,0	146,0	260	9,5	3-88	100	1 550
БИР-149,2	149,2	270	10,0	3-88	120	1 550
БИР-151,0	151,0	270	12,5	3-88	120	1 550
БИР-158,7	158,7	275	13,0	3-88	120	1 550
БИР-165,1	165,1	275	14,0	3-88	130	1 550
БИР-171,4	171,4	310	14,5	3-88	130	1 550
БИР-187,3	187,3	310	16,0	3-88	130	1 550
БИР-190,5	190,5	300	19,0	3-117	180	3 800
БИРГ-190,5С-1	190,5	300	19,0	3-117	70	—
БИР-196,9	196,9	300	19,5	3-117	180	3 800
БИР-200,0	200,0	300	20,0	3-117	180	3 800
БИР-212,7	212,7	330	21,0	3-117	180	3 800
БИР-215,9	215,9	330	21,5	3-117	220	4 700
БИРГ-215,9С-1	215,9	300	21,0	3-117	90	—
БИР-222,3	222,3	330	22,0	3-117	220	4 700
БИР-228,6	228,6	345	23,0	3-117	220	4 700
БИР-244,5	244,5	365	37,0	3-152	280	5 650
БИР-250,8	250,8	365	37,0	3-152	280	5 650
БИР-269,9	269,9	390	40,0	3-152	280	5 650
ЗИРГ-269,9МСЗ	269,9	356	40,0	3-152	130	—

Примечания. 1. Если в таблице не указан тип долот, они могут выпускаться типов М, МС, МСЗ, С. 2. Гарантия продолжительности работы долот 2Л — 30 ч, 3Л и П — 40 ч, ЗИР и БИР — 70 ч, ЗИРГ и БИРГ — 90 ч, 4З — 75 м.

Таблица 2.14
ОСТ 39-026—76

Алмазный буровой инструмент (натуральные и синтетические алмазы) (рис. 2.7)

Диаметр долота, мм	Высота долота, мм	Присоединительная резьба (ниппельная)	Диаметр, мм		Присоединительная резьба (муфтовая)
			буровой лопки	керны	
91,4	250	3-66	138,1	52	3-110
106,4	250	3-66	141,3	52	3-110
119,0	250	3-76	147,6	52	3-110
130,4	250	3-88	157,1	67	3-133
138,1	250	3-88	163,5	67	3-133
141,3	250	3-88	169,8	67	3-133
144,4	250	3-88	185,7	80	3-150
147,6	250	3-88	188,9	80	3-150
149,4	250	3-88	195,3	80	3-150
157,1	250	3-88	211,1	80	3-150
163,5	250	3-88	214,3	80	3-150
169,8	250	3-88	220,7	80	3-150
185,7	250	3-88	242,1	100	3-189
188,9	250	3-117	267,5	100	3-189
195,3	250	3-117	292,9	100	3-189
198,4	250	3-117	185,7	40	3-147
211,1	250	3-117	188,9	40	3-147
214,3	250	3-117	211,1	60	3-161
220,7	250	3-117	214,3	60	3-161
227,0	250	3-117	242,1	60	3-161
242,1	250	3-152	267,5	60	3-171
248,4	250	3-152	292,9	60	3-171
267,5	250	3-152			
292,9	250	3-152			



ДН(СИ)...С6
ДИ...С6



ДЛС...С2



ДР...ТЗ
ДИ...ТЗ



ДИ...С7



КТ...С2



ДР...СТ2



ДС...М



НР...СТ2



ДР...СТ1



ДУ...СЗ
ДЛС...СЗ



КТ(С)...СЗ
НИ...СЗ
КТСИ-СЗ

Рис. 2.7. Алмазный буровой инструмент, оснащенный природными или синтетическими алмазами

2.7. Алмазные долота и область их применения

Таблица 2.15

Область применения алмазных долот

Шифр	Твердость пород, МПа	Группа алмазов
M2	≤500	XXXIV «б», XXXIV «б»-1
M6, C2	500—1000	XXXIV «б»
C3, CT1	1000—1500	XV «б», XXXIV «б»
C6, CT2	1500—2000	XV «б», XXXIV «б»

Таблица 2.16

Номенклатура бурового инструмента,
армированного сплавом славутич (рис. 2.8)

Диаметр долота, мм	Модель			Тип		Диаметр долота, мм	Модель			Тип	
	1	2	3	Р	РГ		1	2	3	Р	РГ
106,4						198,4					
119,0						211,1					
130,4						214,3					
138,1						220,7					
141,3						227,0					
144,4						242,1					
147,6						248,4					
149,4						267,5					
157,1						292,9					
163,5						308,7					
169,8						317,8					
185,7						346,8					
188,9						391,3					
195,3						445,0					

Примечание: Тип долот моделей 1, 2, 3—М, МС, С.

Таблица 2.17

Буровой инструмент, армированный сплавом славутич (рис. 2.8)
ТУ 26-02-787—77

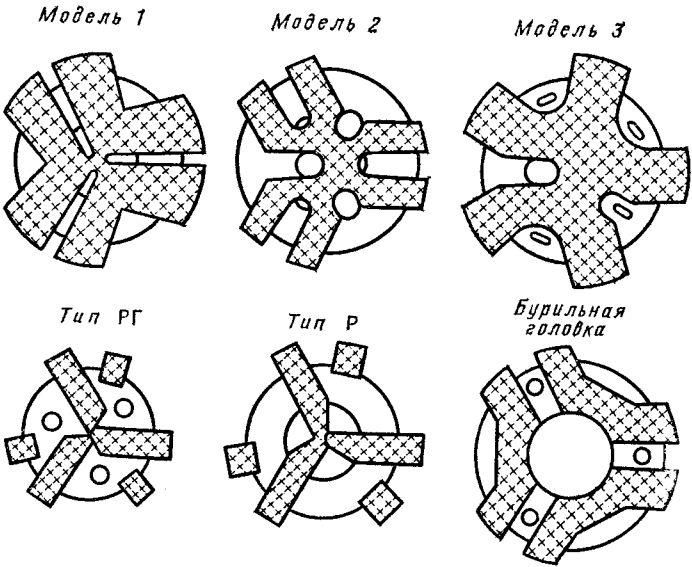


Рис. 2.8. Буровой инструмент, армированный сплавом славутич (заштрихованы серийно выпускаемые долота)

Диаметр, мм		Высота, мм, не более	Присоединительная резьба
инструмента	керн		
138,1 163,5 188,9 214,3	—	400	3-88 3-88 3-121 3-121
267,5 292,9	—		3-171 3-171
138,1 163,5 188,9 214,3 188,9	52 67 80 80 40	350	3-110* — 3-150* 3-150* 3-147*
214,3 267,5	60 60	— —	— —

* Резьба муфтовая.

Таблица 2.18

Алмазное сырье
ТУ 47-2-73

Группа алмазов, применяемых для армирования:

а) долот

Тип долота	Шифр	Диаметр долота, мм						
		138,1	157,1	188,9	214,3	242,1	267,5	292,9
ДР ДКС ДКС ДИ ДИ ДИ ДУС ДУЛ, ДУС ДУЛ	СТ1	XV	XV	XV	XV	—	—	—
	М6	—	—	XXXIV	XXXIV	XXXIV	XXXIV	XXXIV
	С6	XV	XV	XV	XV	—	—	—
	М2	—	—	—	XV	—	—	—
	С2	—	—	—	XXXIV	—	—	—
	С6	—	—	—	XXXIV	—	XXXIV	—
	С2	—	—	XXXIV	XXXIV	—	—	—
	С3	—	—	XXXIV	XXXIV	—	—	—
	С3	—	—	XXXIV	XXXIV	—	—	—
	С3	—	—	XXXIV	XXXIV	—	—	—

б) бурильных головок

Тип бу- рильной головки	Шифр	Размер бурильной головки, мм								
		138,1/52	157,1/67	188,9/40	188,9/80	214,3/60	214,3/80	242,1/80	267,5/80	267,5/100
КР	С2	—	—	—	XV	—	XV	—	—	—
КР	СТ2	—	XV	—	XV	—	XV	—	—	XV
КТ	М2	—	—	XV	—	XXXIV	—	XXXIV	—	—
КТ	М3	XXXIV	—	XXXIV	XXXIV	—	XXXIV	—	XV	—
КТ	С2	—	—	XV	—	XV	—	XV	—	—
КТ	С3	XV	—	—	XV	—	XV	—	—	—
КИ	С3	—	—	—	XXXIV	—	XXXIV	—	—	—

Примечания. 1. Модификации: импрегтированные — И; однослойные — Р (радиальные). Т (ступенчатые), К (ступенчатые с торцовыми выступами). Д (лопастные). 2. Синтетические алмазы — С.

Примечания. 1. Модификации: импрегнированные — И; однослойные — Р (радиальные), Т (ступенчатые), К (ступенчатые с тор-
выми выступами), Л (лопастные). 2. Синтетические алмазы — С.

Подгруппа алмазов — «Б»:

XV «Б» — целые кристаллы различных форм и их обломки, кристаллы со сколами до незначительного искажения; XXXIV «Б» — овализованные алмазы. Степень овализации средняя (более низкосортные, чем алмазы XV группы).

Допускаемые дефекты: незначительные (XV «Б»-1, XXXIV «Б»), небольшие (XV «Б»-2; XXXIV «Б»-1), большие (XV «Б»-3, XXXIV «Б»-2).

Таблица 2.19

Масса, карат	Число алмазов, шт/карат	Диаметр, мм
0,006—0,008	150—120	1,08—1,10
0,008—0,010	120—90	1,10—1,17
0,010—0,017	90—60	1,17—1,25
0,017—0,025	60—40	1,25—1,40
0,025—0,030	40—30	1,40—1,55
0,030—0,050	30—20	1,55—1,80
0,050—0,080	20—12	1,80—2,15
0,080—0,120	12—8	2,15—2,40
0,12—0,20	8—5	2,40—2,80
0,20—0,25	5—4	2,80—3,10
0,25—0,34	4—3	3,10—3,30
0,34—0,50	3—2	3,30—3,50

Таблица 2.20

Алмазные долота и бурильные головки фирмы «Кристенсен»

Породы	Тип применяемо- го шарошечного долота	Тип алмазного долота		Тип алмаз- ной бу- рильной головки
		Роторное бурение	Турбин- ное бурение	
Мягкие пластич- ные	S33, OSC3A, DS- -DT	MD197	MT50	—
Мягкие хрупкие	S44, 2JS, DGH	MD34, MD341	MT50	C22
Средние	M44N, 3JS, XDV	MD31, MD311	MT51	C20, C22
Средние твердые	M44, XC, 4JS	MD33, MD331	MT51	C20
Твердые плотные	M88, XDR, 5JS	MD41	MT54	C20, C23
Ультратвердые	H100, 9JS	MD23, MD24	MT54	C23

Примечания. 1. Долота и бурильные головки выпускаются диаметрами 152,4—311,2 мм. 2. Резьбы присоединительные: 3-88 (152,4—187,3 мм), 3-117 (193,7—128,6 мм), 3-161 (244,5—311,2 мм).

Таблица 2.21

Алмазные долота фирм «Хайкалодж» и «Даймонд Бут»

Породы	Тип алмазного долота фирмы	
	«Хайкалодж»	«Даймонд Бут»
Мягкие	D111 Челенджер Т D121 Челенджер S D131 Венгад S D141 ВАРК S	TBR 573, TBR 583, TB 504, TB 12, TB 13, TB 14, TB 15, TB 16, SD 01, LX 13, LX14, LX 18, LX 21
Мягкие + средние	D211 Челенджер Р D221 Венгад Р D231 Пейссете Р D241 ВАРК L	TBR 593, TB 504, SD01 LX 13, LX 13M, LX13MS, LX13S, LX16, LX17, LX18, LX21
Средние	D311 Пейссете L D321 Хасле L D411 Пейссете J D421 Хасле J D431 Брут J	TBR 593, TB 521, LX13, LX16, LX17, LX18
Твердые	D511 Брут G D521 Севидж G D531 Севидж F	TB 521, TB 521 IMP
Крепкие	—	TB 521, TB 521 IMP
Ультракрепкие	—	TB 521, IMP

Примечания. 1. Для долот фирмы «Хайкалодж» частота вращения должна быть не более 180 об/мин, нагрузка 350—780 Н на 1 см² забоя. 2. Долота фирмы «Даймонд Бут» применяются при роторном и турбинном способах бурения.

Таблица 2.22

Алмазы, применяемые в долотах фирмы «Хайкалодж»

Тип алмаза	Масса 1 алмаза, карат	Обнажение алмаза, мм	Качество алмаза
T	3—5	1,39	R
S	1 1/4—2,0	1,27	R
P	3/4—1,0	1,14	R
L	1/2—1,3	1,01	R, M, P, CC
J	1/4—1/6	0,76	R, M, P, CC
G	1/8—1/10	0,63	R, M, P, CC
F	1/10—1/12	0,50	R, M, P, CC

Примечание. R — обыкновенного качества, M — высшего сорта, P — первого сорта, CC — кондиционированные карбонадо.

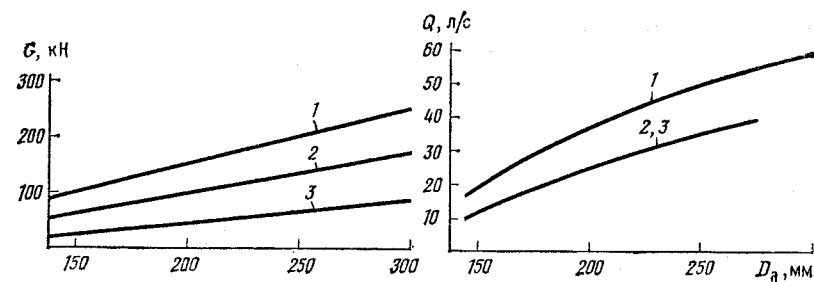


Рис. 2.9. Графики режимов отработки алмазных долот фирмы «Даймонд Бут»: 1 — долота, армированные алмазами; 2 — долота импрегнированные; 3 — долота, армированные сплавом «Стратипэкс»

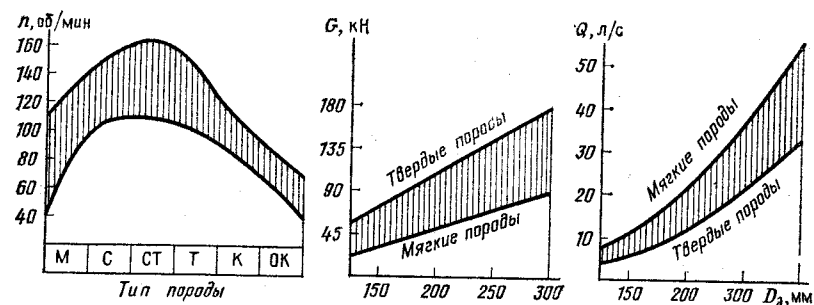


Рис. 2.10. Графики режимов отработки алмазных долот фирмы «Кристенсен»

2.8. Применение графиков рентабельной отработки алмазных долот

На рис. 2.11 представлены кривые нулевой экономической эффективности от применения алмазных долот при различной стойкости шарошечных долот. Кривые рассчитаны на условия одинаковой себестоимости 1 м проходки турбинным или роторным способом. В расчете приняты: нормативное время на спуско-подъемные операции; средняя сметная стоимость 1 ч буровой установки по затратам, зависящим от времени; фактические стоимость долот и затраты времени на вспомогательные работы. Абсолютная величина механической скорости бурения шарошечным долотом на характер кривых не влияет.

Зная среднюю стойкость шарошечного долота и механическую скорость проходки $v_{ш}$ по последним 3—5 рейсам, а также типоразмер спускаемого алмазного долота, выбираем необходимый график. После 2—3 ч бурения алмазным долотом по полученному соотношению $v_a/v_{ш}$ определяют на графике необходимое увеличение длины рейса ($l_a/l_{ш}$) по сравнению с шарошечным, после чего можно установить абсолютную рейсовую проходку алмазным долотом l_a в м.

2 Иогансен К. В.

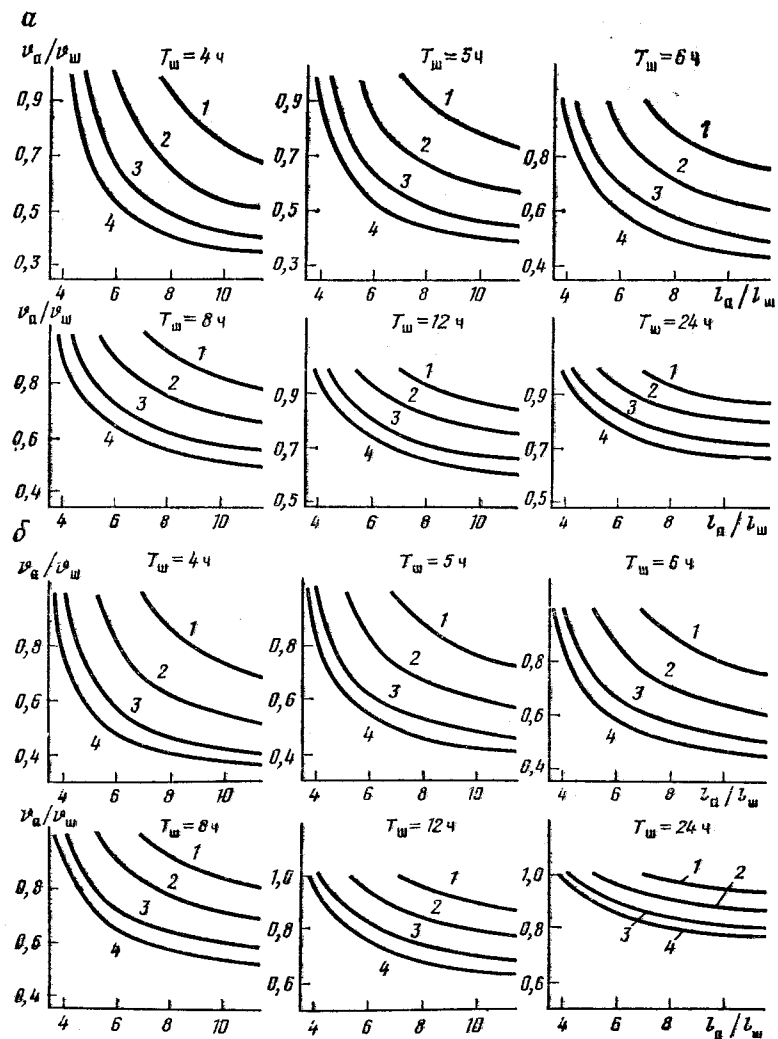


Рис. 2.11. Графики граничных условий рентабельной отработки долов:
а — ИСМ-292,9, б — ИСМ-267,5; 1 — 1000—2000 м, 2 — 2000—2500 м, 3 — 2500—3000 м, 4 — 3000—3500 м;

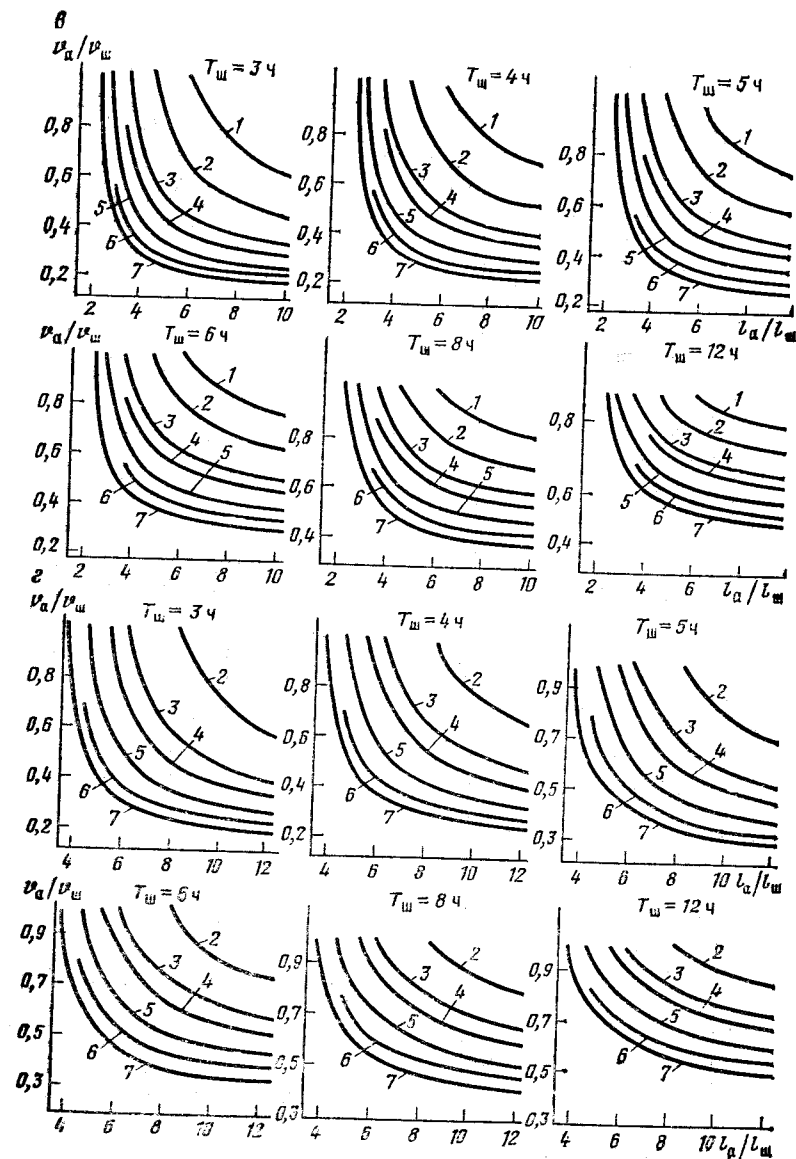


Рис. 2.11 (Продолжение)
в — ИСМ-212, г — МКТС-212; 1 — 1500—2000 м; 2 — 2000—2500 м; 3 — 2500—3000 м; 4 — 3000—3500 м; 5 — 3500—4000 м; 6 — 4000—4500 м; 7 — 4500—5000 м;

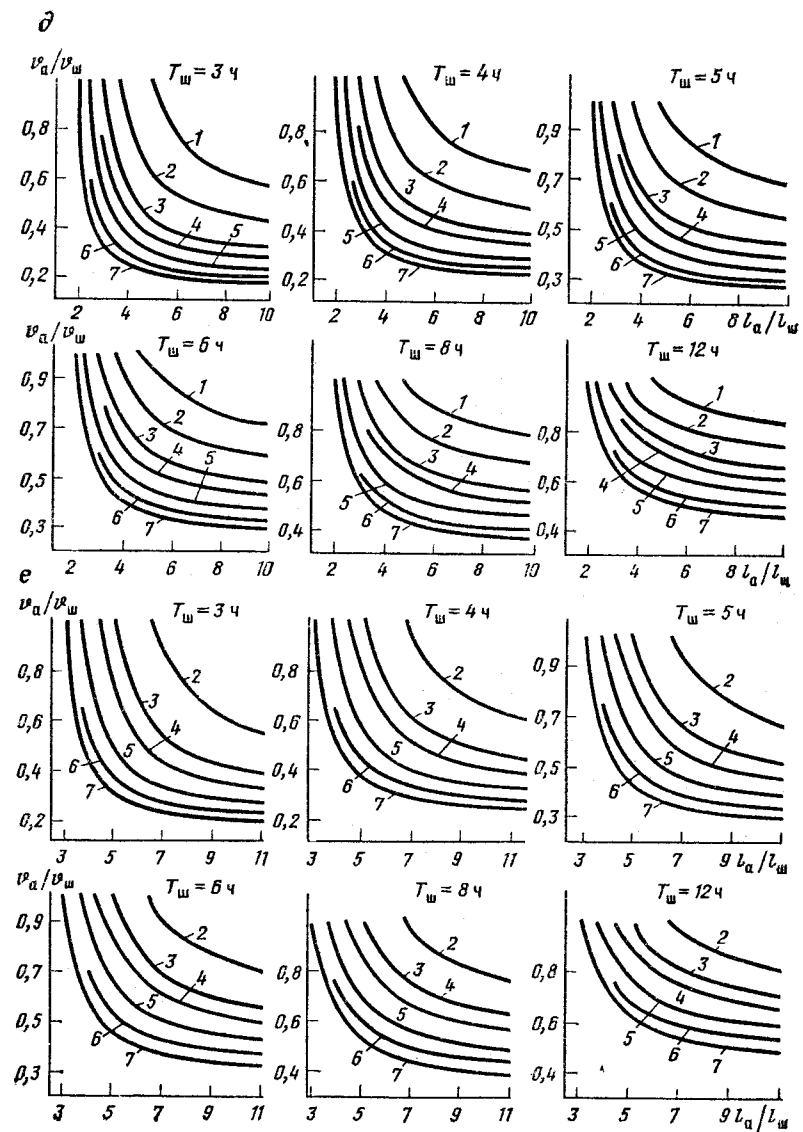


Рис. 2.11 (продолжение)

д — ИСМ-188, е — МКТС-188; 1—7 — то же, что на рис. 2.11, в и г;

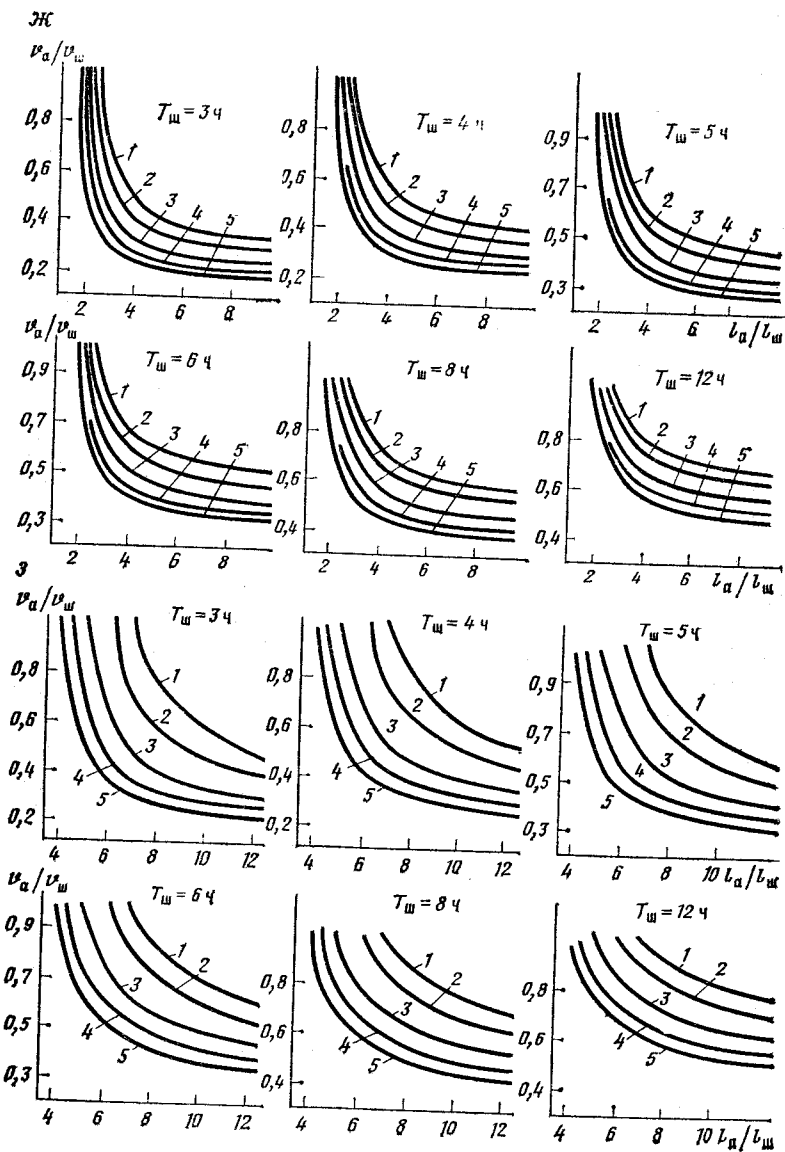


Рис. 2.11 (продолжение)

ж — ИСМ-160, з — МКТС-160; 1 — 2500—3000 м, 2 — 3000—3500 м, 3 — 3500—4000 м, 4 — 4000—4500 м, 5 — 4500—5000 м

На рис. 2.12 показаны зоны рентабельной отработки алмазных долот.

Помни! Если долото отработано несколькими рейсами, фактические показатели которых находятся в зоне В даже близко к кривой, сколько-нибудь значительного экономического эффекта не будет.

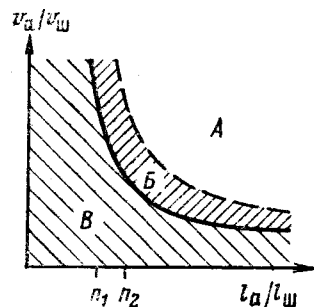


Рис. 2.12. График зон рентабельной отработки алмазных долот:
А — зона рентабельной отработки; Б — зона малорентабельной отработки ($n_2 = n_1 \approx 1$); В — зона нерентабельной отработки

Пример 1. Бурение долотом ИСМ-212СЗ с глубины 2520 м. Средняя проходка на шарошечное долото по предыдущим рейсам составляет 15,3 м, механическая скорость проходки 1,06 м/ч. При бурении долотом ИСМ за первые 3 ч пройдено 3 м, $v_a/v_ш \approx 1,0$. Стойкость шарошечного долота $15,6/1,06 = 14,7$ ч. По графику находим $l_a/l_ш \geq 3$ или рейсовая проходка долотом ИСМ: $l_a \geq 3 \cdot 15,6$, т. е. $l_a \geq 47$ м.

Пример 2. Бурение долотом ИСМ-293 с глубины 2200 м. Средние: механическая скорость проходки шарошечным долотом 1,1 м/ч, проходка на долото 15,2 м. Через 3 ч бурения долотом ИСМ-293 средняя механическая скорость составила 0,63 м/ч, $v_a/v_ш = 0,57$ стойкость долота $15,2/1,1 = 13,8$ ч. По графику находим, что при любом увеличении рейса бурение долота ИСМ экономически нецелесообразно. Необходимо прекратить рейс и подвять долото.

Условия пользования графиками рентабельной отработки алмазных долот

Графики (см. рис. 2.11) построены из условия равенства эксплуатационных затрат на бурение 1 м алмазным и шарошечным долотами:

$$\frac{l_a}{l_ш} = \frac{C_a + q(1+k)t_{сво}}{C_ш + q(1+k)t_{спо} - q(1+k)t_ш \left(\frac{v_ш}{v_a} - 1 \right)}$$

Диаметр долота, мм	161	190	214	269	295
Стоимость долот С, руб.:					
алмазных МКТС — C_a	2900	2100	2800	—	—
» ИСМ — C_a	800	1000	1400	1800	2000
шарошечных — $C_ш$	50	75	85	110	130

Стоимость долот колеблется: для алмазных ± 200 руб.; для шарошечных ± 20 руб. Сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, $q = 45 \pm 5$ руб. Коэффициент организации ведения работ

$$k = \frac{t_{всп}}{t_{бур} + t_{спо}} = 0,3$$

В приведенных формулах:

l_a — минимальная экономическая целесообразная проходка алмазным долотом; $l_ш$ — средняя проходка шарошечным долотом; $t_{спо}$ — затраты времени на один спускоподъем; $t_ш$ — стойкость шарошечного долота; $v_ш$, v_a — средние механические скорости бурения шарошечным и алмазным долотами в течение рейса; $t_{всп}$ — затраты времени на вспомогательные работы, отнесенные к одному рейсу; $t_{бур}$ — время механического бурения.

Таблица 2.23

Максимальная стойкость шарошечного долота диаметром 190,5—295,3 мм (в ч), при которой нельзя даже теоретически рентабельно отработать алмазное долото

Соотношение механических скоростей бурения алмазным и шарошечным долотами	Интервал бурения, м					
	2000—2500	2500—3000	3000—3500	3500—4000	4000—4500	4500—5000
0,9	65	88	—	—	—	—
0,8	29	39	45	55	—	—
0,7	17	23	26	32	38	42
0,6	11	15	17	20	24	27
0,5	7	10	11	14	16	18
0,4	5	6	7	9	11	12
0,3	3	4	5	6	7	8
0,2	2	2	3	3	4	4

2.9. Удельные моменты долот

Удельный момент долота зависит от его типа и размера, качества изготовления, диапазона нагрузок и частоты вращения долота, плотности и пластичности разбуриваемой породы. В конце

рейса удельный момент повышается в 2—3 раза по сравнению с первоначальным. С достаточной для практических расчетов точностью удельный момент шарошечных долот (в Н·м/кН) определяется по формулам

$$M_{уд} = Q + 1,2D;$$

$$M_{уд} = \epsilon D^2 \frac{kn - A}{n \sqrt{n}},$$

где Q — опытный коэффициент, (Н·м)/кН ($Q = 1 \div 2$ (Н·м)/кН); D — диаметр долота, см; ϵ — коэффициент, зависящий от диаметра долота; k — коэффициент, зависящий от породы (для мягких пород $k = 3,3$, для средних — $k = 3,0$, для твердых — $k = 2,5$); n — частота вращения долота, об/мин; A — коэффициент, зависящий от частоты вращения долота (при $n > 420$ об/мин $A = 200$, при $n < 420$ об/мин $A = 150$).

Диаметр долота, мм 190,5 215,9 269,9 295,3 320 393,7

Коэффициент b 0,33 0,28 0,19 0,16 0,14 0,10

Таблица 2.24

Фактические значения удельного момента (в (Н·м)/кН)

Район бурения	Диаметр скважины, мм			
	295,3	269,9	215,9	190,5
Татария	7—12	—	—	4—9
Азербайджан	—	6—16	6—8	—
Туркмения	—	10—14	—	—
Прикарпатье	10—14	—	—	—
Куйбышевская область	—	10—12	6—9	—

Для долот фрезерного типа удельный момент в 1,5—2 раза больше, чем для шарошечных долот того же диаметра. Для алмазных долот удельный момент равен 6—8 (Н·м)/кН при диаметре до 165,1 мм и 7—12 (Н·м)/кН при диаметре 190,5—215,9 мм.

3. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И КЕРНОПРИЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА

Таблица 3.1

3.1. Параметры забойных двигателей

ТУ 26-02-367—79, ТУ 26-02-809—78, ТУ 26-02-823—78, ТУ 26-02-75—72, ТУ 26-02-918—81, ТУ 26-02-383—72, ТУ 26-02-574—74, ТУ 26-02-573—74

Шифр двигателя	Число ступеней	Расход жидкости, л/с	Частота вращения в рабочем режиме, об/мин	Момент на валу, кН·м, в режиме		Перепад давления в рабочем режиме, МПа	Длина, мм	Масса, кг
				рабочем	тормозном			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T12M3Б-240	104	50 55	660 725	2,0 2,4	4,0 4,8	4,0 4,5	8 180	2030
T12PT-240	104	50 55	660 725	2,0 2,4	4,0 4,8	4,0 4,5	8 210	2017
ЗТСШ-240	318	32 34	420 450	2,5 2,8	5,0 5,7	5,0 5,5	23 350	5980
ЗТСШ1-240	315	32 34	420 450	2,5 2,8	5,0 5,7	5,0 5,5	23 225	5975
ЗТСШ1-240Ш	300	40 45	195 219	1,5 1,9	— —	2,0 2,5	23 825	6200
A9Ш	210	45	420	3,1	6,2	6,8	16 550	4405
A9Ш2	186	45	420	2,7	—	6,0	16 675	4405
A9ГТШ	210/130	45	235	3,1	6,2	5,8	23 290	6155
T12M3Б-195	98	30 35	660 770	0,8 1,1	1,7 2,3	3,5 4,5	8 105	1425
ЗТСШ1-195	306	30 35	400 470	1,3 1,8	2,6 3,6	3,5 5,0	25 700	4740
ЗТСШ1-195ТЛ	318	40 45	355 400	1,7 2,2	3,5 4,4	3,0 4,0	25 700	4325
ЗТСША-195ТЛ	327	24 30	580 725	1,9 3,0	3,9 6,1	6,5 10,5	25 870	4750
A7Ш	232	30	520	1,9	3,8	8,2	17 600	3135
A7Ш2	210	30	520	1,7	—	7,2	17 425	3200
АГГТШ	232/146	30	300	1,9	3,8	7,2	24 950	4422

1	2	3	4	5	6	7	8	9
T12M3E-172	106	25 28	625 700	0,5 0,7	1,1 1,4	2,7 3,4	7 490	1057
ЗТСШ-172	336	20 25	505 630	1,0 1,6	2,0 3,2	6,0 9,5	25 400	3530
A6Ш	212	25	550	1,1	2,2	6,9	16 780	2065
A6ГТШ	252/90	90	325	1,0	1,7	4,7	24 430	2908
ТО-240	106	50 55	660 725	2,0 2,4	4,1 4,9	4,1 4,6	10 310	2484
ТО2-240	93	45	420	1,4	—	3,0	10 170	2593
ТО-195	95	30 35	660 770	0,8 1,1	1,6 2,2	3,3 4,3	9 660	1685
ТО2-195	105	30	520	0,9	—	3,7	10 110	1848
ТО-172	109	24 26	670 715	0,6 0,8	1,3 1,5	3,8 4,4	10 745	1500
Д1-195	—	25 35	80 110	3,1 3,7	—	3,9 4,9	7 675	1350
Д2-172М	—	23 36	115 220	2,9 4,1	4,0 5,5	4,5 6,0	6 860	870
Д-85	—	5	133	0,7	—	5,6	3 235	106
Д1-54	—	2 3	350 500	0,1 0,1	0,1 0,2	3,5 4,0	2 080	25
КТДЗ-240	91	30 55	388 710	0,8 2,8	—	1,7 6,0	7 455	1750
КТД4С-195	315	28 36	464 580	1,2 2,0	—	5,5 9,0	25 920	5670
КТД4С-172	291	22 28	490 625	1,9 2,8	—	8,3 13,4	17 575	2320

Примечания. 1. Энергетические параметры двигателей рассчитаны в ПО «Турбобур». 2. Промысловый агент — вода. 3. В знаменателе указано число ступеней торможения. 4. Угол перекоса переводника в турбинных отклонителях 1° 30'. 5. Предельно допустимая температура +120°C. 6. Средний ресурс до списания турбобуров серии Т12—800 ч, ЗТСШ—900 ч, А—600 ч, винтовых двигателей—400 ч, турбинных отклонителей—400 ч.

Частота вращения вала турбобура типа ГТШ

$$n = \frac{n_p z_T}{1,1(z_T + z_p)},$$

где n_p — частота вращения вала турбобура серии А на рабочем режиме, об/мин; z_T , z_p — число ступеней турбины и решеток гидроторможения соответственно.

Основные зависимости для пересчета параметров турбобуров:

$\Delta p \sim \rho$, $M \sim \rho$, $N \sim \rho$, $n \sim Q$, $\Delta p \sim Q^2$, $M \sim Q^2$, $N \sim Q^3$.

Редукторная вставка РМ1-195

Максимальная частота вращения вала, об/мин:	
на входе	650
на выходе	175
Передаточное число	3,69
Расход жидкости, л/с	22—28
Допустимая нагрузка, кН	250
Допустимый момент на валу, кН·м	10
Гарантийный ресурс работы, ч	400
Допустимая температура, °C	200
Длина, мм	3500
Диаметр, мм	195
Масса, кг	660

Примечание. Сборочная компоновка: долото — шпиль — редукторная вставка — шпиль — турбинные секции турбобура серии А или ЗТСШ.

Таблица 3.2

Буры реактивно-турбинные
ОСТ 39-148—82

Шифр	Диаметр, мм		Турбобуры		Мас-са, т	Расход жидкости, л/с	Допу-стимая нагрузка, кН
	сква-жины	доло-та	Диаметр, мм	Количество			
1 РТБ-394	394	190,5	172	2	8,2	50—56	80
1 РТБ-445	445	215,9	195	2	10,8	60—70	105
1 РТБ-490	490	215,9	195	2	12,0	60—70	120
1 РТБ-590	590	269,9	195	2	15,8	60—70	155
1 РТБ-640	640	295,3	195	2	17,0	60—70	165
11 РТБ-760	760	349,2	240	2	12,0	100—110	70
11 РТБ-920	920	444,5	240	2	13,0	100—110	76
11 РТБ-1020	1020	490,0	240	2	13,2	100—110	80
113 РТБ-1260	1260	444,5	240	3	21,5	150—165	125
114 РТБ-1260	1260	295,3	240	4	44,1	200—220	260
11 РТБ-1300	1300	620,0	240	2	14,0	100—110	85
113 РТБ-1300	1300	349,2	240	3	25,8	150—165	150
114 РТБ-1520	1520	349,2	240	4	22,1	150—165	130
114 РТБ-1560	1560	490,0	240	3	22,0	150—165	130
11 РТБ-1560	1560	750,0	240	2	48,0	100—110	280
114 РТБ-1720	1720	393,7	240	4	26,7	150—165	160
114 РТБ-2080	2080	490,0	240	4	32,0	150—165	190
114 РТБ-2250	2250	490,0	240	4	26,6	150—165	160
114 РТБ-2600	2600	490,0	240	4	58,0	150—165	225
114 РТБ-3000	3000	620,0	240	4	54,3	150—165	320
114 РТБ-3200	3200	620,0	240	4	57,9	200—220	340
114 РТБ-4000	4000	620,0	240	4	59,0	200—220	345
114 РТБ-4600	4600	750,0	240	4	66,0	200—220	390
114 РТБ-5000	5000	750,0	240	4	62,0	200—220	365

Примечание. Длина 1 РТБ-590 и 1 РТБ-640 19 250 мм, остальных — 32 000 мм.

3.2. Быстроизнашивающиеся детали забойных двигателей

Таблица 3.3

Опора средняя (рис. 3.1)
ГОСТ 4671—76

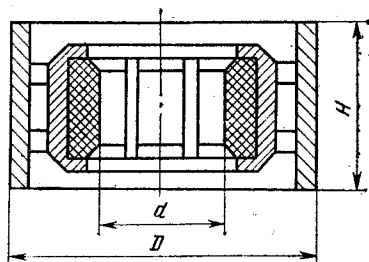


Рис. 3.1. Опора средняя

Тип забойного двигателя	Шифр опоры	D, мм	d, мм	H, мм
T12M3Б-240, T12PT-240, TO-240	OC1-240	205	130	100
ЗТСШ-240, ЗТСШ1-240	OC2-240	149	135,5	80
A9Ш, A9ГТШ, TO2-240	OC1-240	205	130	100
T12M3В-195, TO-195	OC1-195/110	165	110	100
ЗТСШ1-195, ЗТСША-195ТЛ	OC1-195/95	165	95	100
AГШ, A7ГТШ, TO2-195	OC1-195/95	165	95	100
T12M3E-172	OC1-172/95	148	95	100
ЗТСШ1-172, TO-172	OC1-172/95	148	95	100
A6Ш, A6ГТШ	OC1-164/78	142	78	100
КТД4С-172	OC1-172/109	148	109	80
КТД4С-195	OC1-195/115	165	115	100
КТД3-240	OC1A-240	205	130	100

Таблица 3.4

Втулка средней опоры (рис. 3.2)

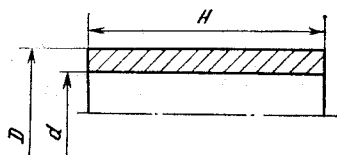


Рис. 3.2. Втулка средней опоры

Тип забойного двигателя	Шифр втулки	D, мм	d, мм	H, мм
T12M3Б-240, T12PT-240, A9Ш, A9ГТШ, TO-240, TO2-240	ЗТС5Б-240-1-13	130	110	100
ЗТСШ-240, ЗТСШ1-240	ЗТСШ-240/02-034	135,5	110	80
T12M3Б-195, TO-195	ТС5А-7 1/2"-1-8	110	80	100
ЗТСШ1-195, ЗТСША-195ТЛ, A7Ш, A7ГТШ, TO2-195	T12M1-6 5/8"-16	95	80	100
T12M3E-172, ЗТСШ1-172, TO-172	T12M1-6 5/8"-16	95	80	100
A6Ш, A6ГТШ	A6Ш-023	78	65	100
КТД3-240	КТД3-240-013	130	110	100
КТД4С-195	КТД4С-195-214/60-015	115	105	100
КТД4С-172	КТД4М-172-190/40-008	109	97	80

Таблица 3.5

Опора нижняя (рис. 3.3)
ГОСТ 4671—76

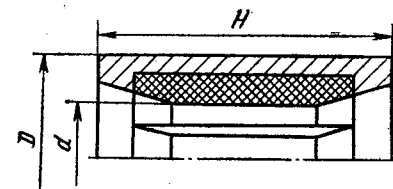


Рис. 3.3. Опора нижняя

Тип забойного двигателя	Шифр опоры	D, мм	d, мм	H, мм
ЗТСШ-240, ЗТСШ1-240	ОН-240/175	205	175	200
A9Ш, A9ГТШ, TO2-240	ОН-240/155	205	155	200
ЗТСШ1-195, ЗТСША-195ТЛ	ОН-195/135	165	135	400
A7Ш, A7ГТШ, TO2-195	ОН-195/120	165	120	200
ЗТСШ1-172	ОН-172/120	148	120	200
A6Ш, A6ГТШ	ОН-164/118	142	118	150
TO-172	ОН-172/130	148	130	200
D2-172M	ОН-172/120	148	120	200
D-85	ОН-85	70	54	190
КТД4С-195	ОН-195/144	165	144	200
КТД4С-172	ОН-172/130	148	130	200

Таблица 3.6

Ниппель (рис. 3.4)
ГОСТ 4671—76

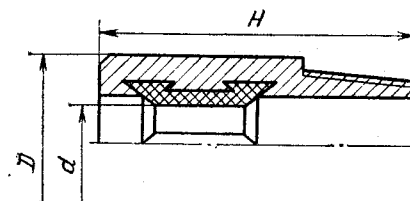


Рис. 3.4. Ниппель

Тип забойного двигателя	Шифр ниппеля	D, мм	d, мм	H, мм
T12M3Б-240, T12PT-240, TO-240	H1-240	240	175	550
T12M3Б-195, TO-195	H1-195	195	145	460
T12M3E-172	H1-172/130	172	130	410
КТД3-240	H1A-240	238	175	550

Таблица 3.7

3.3. Взаимозаменяемость деталей забойных двигателей

Наименование детали	Тип двигателя		
1	2	3	4
Статор, ротор	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172 ТО-172	Т12М3Б-195 ТО-195	Т12М3Б-240 Т12РТ-240 ТО-240 КТДЗ-240
		ЗТСШ1-195ТЛ А7Ш (ГТШ) ТО2-195	ЗТСШ1-240Ш А9Ш (ГТШ) ТО2-240
Опора средняя	Т12М3Е-172 ЗТСШ1(172 ТО-172	Т12М3Б-195 ТО-195	Т12М3Б-240 Т12РТ-240
		ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ А7Ш (ГТШ) ТО2-195	А9Ш2 ТО (2)-240 ЗТСШ1-240Ш КТДЗ-240
Втулка средней опоры	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172 ЗТСШ1-195ТЛ ЗТСША-195ТЛ А7Ш (ГТШ) ТО-172 ТО-195	Т12М3Б-195 ТО-195	Т12М3Б-240 Т12РТ-240 А9Ш (ГТШ) ТО (2)-240 КТДЗ-240
Опора нижняя	ЗТСШ1-172 Д2-172М	ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ	А9Ш (ГТШ) А9Ш2
	ТО-172 КТД4С-172	А7Ш (ГТШ) ТО2-195	
Ниппель		Т12М3Б-195 ТО-195	Т12М3Б-240 ТО-240
Втулка нижней опоры	Т12М3Е-172 ТО-172	Т12М3Б-195 ТО-195	Т12М3Б-240 ТО-240
		А7Ш (ГТШ) ТО2-195	А9Ш (ГТШ) А9Ш2 ТО2-240
		ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ	
Полумуфта верхняя	ЗТСШ1-172 КТД4С-172	ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ	А9Ш (ГТШ) ТО-240

Продолжение табл. 3.7

1	2	3	4
Полумуфта нижняя	А7Ш2 ТС2-195	ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ	А9Ш2 ТО2-240
Переводник вала	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172 ТО-172	ЗТСШ1-195 (ТЛ) ЗТСША-195ТЛ А7Ш (ГТШ)	Т12М3Б-240 ЗТСШ1-240Ш ТО-240
		А7Ш2 ТО (2)-195	А9Ш (ГТШ) А9Ш2 ТО2-240

Таблица 3.8

3.4. Подшипники в забойных двигателях

Тип забойного двигателя	Номер подшипника	Количество в секции	Секция
А9Ш, А9ГТШ	128723	1	Шпиндельная
	350722К	4	Турбинная гидротормоза
ТО2-240	128723	1	Отклонителя
	128721К1	1	Турбинная
А7Ш, А7ГТШ	128721КТ	1	Шпиндельная
	350716	5	Турбинная гидротормоза
ТО2-195	128721К1	1	Отклонителя
	128718	1	Турбинная
А6Ш, А6ГТШ	128718	1	Шпиндельная
	128713К1	1	Турбинная
А6ГТШ	350713К	4	Турбинная
	Д1-195	1	Шпиндельная
Д2-172М	Ур538922	1	Шпиндельная
Д2-85	Ур538920	1	Шпиндельная
	296708	1	Шпиндельная

Таблица 3.9

Размеры подшипников (в мм)

Номер подшипника	Диаметр		Высота	Число рядов	Масса, кг
	наружный	внутренний			
128713	128	65	351	10	24,2
128718	142	90	550	15	35,2
128721К1	165	105	501	15	60,4
128723	205	115	570	12	88,8
350713К	142	65	65	1	4,0
350716К	165	80	60	1	3,9
350722К	205	110	75	1	9,1
296708	70	42	100	4	1,5
Ур538920	148	97,3	88	12	4,2
Ур538922	165	109,4	88	15	6,3

Таблица 3.10

3.5. Резьбы в забойных двигателях

Тип двигателя	Переводник		Секции + шпиндель				Ниппель	Переводник вала		
	на трубы	на корпус (или пере- водник)	Переводник корпуса	Корпус	Соединительный переводник	Переводник корпуса		на вал	на до- лото	
T12M3Б-240	3-171	PKT-218	—	PKT-218	PKT-218	—	—	PKT-218	3-147	3-152
T12PT-240	3-189	PKT-218	—	PKT-218	PKT-218	—	—	PKT-218	3-147	3-171
T12M3Б-195	3-147	PKT-177	—	PKT-177	PKT-177	—	—	PKT-177	3-121	3-117
T12M3Б-172	3-147	MK156×5,5	—	MK156×5,5	MK156×5,5	—	—	MK156×5,5	MK110×6	3-117
ЗТСШ1-240Ш	3-171	PKT-208	PKT-208	PKT-218	PKT-218	PKT-208	—	PKT-218	3-147	3-152
ЗТСШ1(А)- -195(ТЛ)	3-147	3-171	3-171	PKT-177	PKT-177	3-171	—	PKT-177	3-117	3-117
ЗТСШ1-172	3-121	3-147	3-147	MK156×5,5	MK156×5,5	3-147	—	MK156×5,5	MK110×6	3-117
A9Ш(2) (ГТШ)	3-171	PKT-208	PKT-208	PKT-218	PKT-218	PKT-208	—	PKT-218	3-133	3-152
A7Ш(2) (ГТШ)	3-147	3-171	3-171	PKT-177	PKT-177	3-171	—	PKT-177	3-117	3-117
A6Ш (ГТШ)	3-121	3-147	3-147	MK150×6	MK150×6	3-147	—	MK150×6	3-102	3-117
ТО-240	3-171	PKT-218	—	PKT-218	PKT-218	PKT-208	PKT-218	PKT-218	3-147	3-152
ТО2-240	3-171	PKT-208	PKT-208	PKT-218	PKT-218	PKT-208	PKT-218	PKT-218	3-133	3-152
ТО-195	3-147	PKT-177	—	PKT-177	PKT-177	3-171	PKT-177	PKT-177	3-117	3-117
ТО2-195	3-171	PKT-177	—	PKT-177	PKT-177	3-171	PKT-177	PKT-177	3-117	3-117
ТО-172	3-147	3-121	3-121	MK156×5,5	MK156×5,5	3-147	MK156×5,5	MK156×5,5	MK110×6	3-117
Д-195	3-147	3-147	3-147	PKT-177	PKT-177	3-171	PKT-177	PKT-177	3-117	3-117
Д2-172М	3-147	MK156×5,5	—	MK156×5,5	MK156×5,5	3-147	MK156×5,5	MK156×5,5	MK110×6	3-117
Д-85	3-63,5	ТТ-72×5,08	—	ТТ72×5,08	ТТ72×5,08	MK76×4	ТТ72×5,08	ТТ72×5,08	3-63,5	3-62
Д-54	3-42	Сп54×3,175	—	Сп54×3,175	Сп54×3,175	НКБ1-54Сп	Сп54×3,175	Сп54×3,175	—	3-42
КТД3-240	3-147	PKT-218	—	PKT-218	PKT-218	—	—	PKT-218	MK150×6	3-171
КТД4С-195	3-147	MK177×6	—	MK177×6	MK177×6	3-161	MK177×6	MK177×6	3-171	3-161
КТД4С-172	3-121	MK156×5,5	—	MK156×5,5	MK156×5,5	MK156×5,5	MK156×5,5	MK156×5,5	3-147	3-147

Таблица 3.11

3.6. Устройства кернаприемные роторные (рис. 3.5)

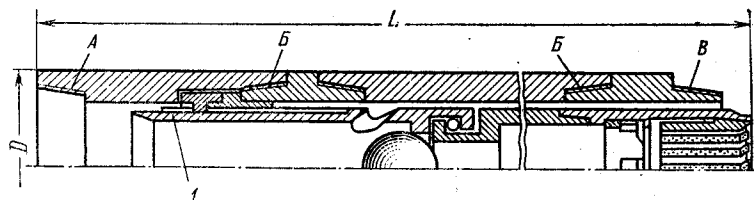


Рис. 3.5. Устройство кернаприемное роторное; 1 — винт регулировочный

Шифр	Диаметр, мм		D, мм	L, мм	Число секций	Допустимая нагрузка, кН	Масса, кг	Диаметр шара, мм	Тип подвески	Резьба по ГОСТ 5286—75		
	бурильной головки	керны								А	Б	В
СКУ 203/100	295,3; 269,9	100	203	24 000	3	160	3700	50	П, Ж	3-171	3-189	3-189
СКУ 172/100	212,7	100, 80	175	16 400	2	120	1630	50	П	3-121	3-161	3-161
КД11-М «Недра»	212,7; 190,5	80	164	16 192	2	120	1555	50	Ж	3-121	3-150	3-150
УКР 164/80	212,7; 190,5	80	168	7 110	1	120	775	25	П	3-121	3-150	3-150
СКУ 138/67	158,7	67	138	23 820	3	80	1470	40	П, Ж	3-108	MK125 (1 : 8)	3-133
СКУ 122/52	132; 139,7	52	122	22 480	3	50	1330	32	П, Ж	3-88	3-110	3-110

Примечания. 1. Подвеска П — свободная на подшипнике, Ж — жесткая. 2. Резьба МК по РД 39-2-863—83.

3.7. Компонновка кернорвателей (размеры в мм) (рис. 3.6)

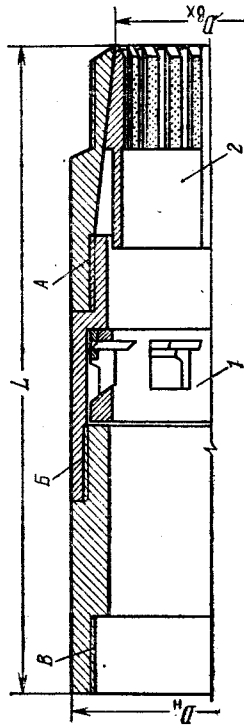


Рис. 3.6. Компонновка кернорвателей:

1 — рычажковый кернорватель; 2 — цапговый кернорватель

Тип компоновки	Диаметр керна	Тип рычажко- вого керно- рвателя	$D_{вх}$	$D_{н}$	L	Резьба		
						A	B	B
КЦР4-100	100	—	106	140	465	M103×3	СпМ134×3	M125×3
КЦР4-80	80	Р18Л-80	85	110	421	M100×2	M105×2	СпМ101×3
КЦР3-80	80	РР3-80	85	113	437	M100×2	СпМ108×2	СпМ101×3
27Р-80	80	—	86	110	408	Трап 105×4	Трап 105×4	СпМ101×3
КЦР4-67	67	—	72	97	362	M90×3	СпМ92×2	СпМ88×3
КЦР4-60	60	Р19-60	64	83	225	M80×1,5Л	M80×1,5Л	M75×3Л
КЦР4-52	52	—	56	80	352	M72×2	M72×2	M70×2
Р16М-48	48	—	53	73	165	M68×1,5Л	—	СпМ66×3Л
Р11М2-73	48	Р11М-48	53	73	240	—	—	СпМ66×3Л
КЦР4-40	40	Р19-40	40	60	165	M55×1,5Л	M55×1,5	M52×3Л
К2Р16М-35	33	Р11М-35	37	53	135	—	СпМ50×1Л	M45×3Л
Р11М2-38	25	—	26	38	110	—	—	1М33×2Л
2ВКР-25	25	—	27	40	75	—	—	1М33×2Л

Примечание. Резьба трапецидальная 105×4 — профиль резьбы по ГОСТ 6238—77.

4. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Таблица 4.1

4.1. Трубы бурильные ведущие кованные (размеры в мм)
СТ СЭВ 1384—78

Шифр	a	d	Длина	Мас- са 1 м, кг	Верх		Низ	
					$D_{в}$	Резьба Б	$D_{н}$	Резьба А

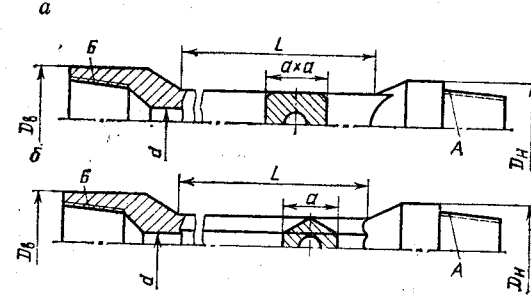


Рис. 4.1. Труба ведущая:

a — квадратная; б — шестигранная

Квадратные (рис. 4.1, а)

63,5	63,5	38,1	12 190	33,0	196,9	3-152	85,7	3-73*
				29,2	146,0	3-117	85,7	3-73*
76,2	76,2	44,4	12 190	41,0	196,9	3-152	104,8	3-86*
				36,0	146,0	3-117	104,8	3-86*
88,9	88,9	57,2	12 190	49,0	196,9	3-152	120,7	3-102*
				45,9	146,0	3-117	120,7	3-102*
108,0	108,0	71,4	12 190, 16 460	68,0	196,9	3-152	152,5	3-122*
	108,0	68,8	12 190, 16 460	65,0	146,0	3-117	155,6	3-133*
133,4	133,4	82,5	12 190, 16 460	102,9	196,9	3-152	177,8	3-147
				102,9	196,9	3-152	177,8	NC-56
152,4	152,4	82,5	12 190, 16 460	135,0	196,9	3-152	177,8	NC-56

Шестигранные (рис. 4.1, б)

76,2	76,2	38,1	12 190	36,1	196,9	3-152	85,7	3-73*
				32,4	146,0	3-117	85,7	3-73*
88,9	88,9	44,4	12 190	47,2	196,9	3-152	104,8	3-86*
				43,8	146,0	3-117	104,8	3-86*
108,0	108,0	57,2	12 190, 16 460	75,2	196,9	3-152	120,7	3-102*
				68,8	146,0	3-117	120,7	3-102*
133,4	133,4	76,2	12 190, 16 460	81,1	196,9	3-152	152,4	3-122*
	133,4	82,5	12 190, 16 460	79,2	196,9	3-152	155,6	3-133*
152,4	152,4	88,9	12 190, 16 460	89,6	196,9	3-152	177,8	3-147
				89,6	196,9	3-152	177,8	NC-56

* Резьба укороченного профиля.

Таблица 4.2

Трубы ведущие квадратного сечения (размеры в мм)
ТУ 14-3-755—78, ТУ 14-3-126—73, ТУ 39-01-04-392—78

Шифр	a	d	L	D ₁	Масса 1 м, кг	Верх		Низ	
						D _в	Резьба Б	D _н	Резьба А

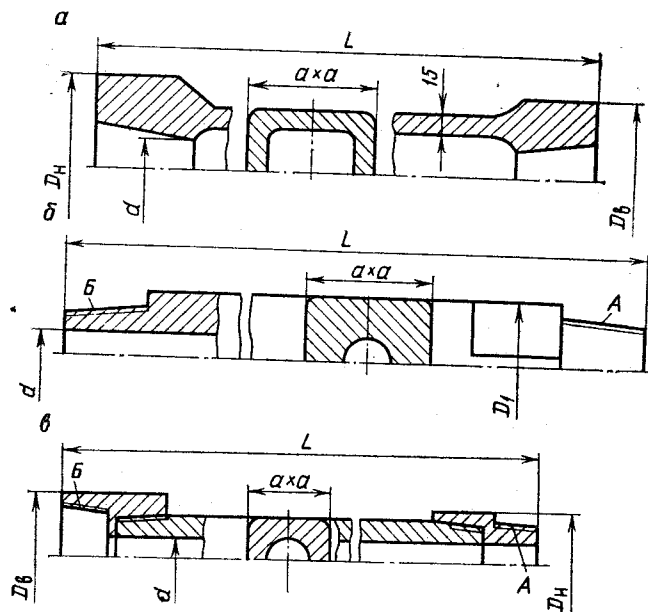


Рис. 4.2. Трубы ведущие квадратные

Труба-штанга квадратная (рис. 4.2, а)

65×65	65	30	8 000	—	24,2	92	—	92	—
80×80	80	33	8 000	—	31,4	102	—	108	—

Труба ведущая (рис. 4.2, б)

112×112	112	74	13 000	114	65,6	—	114Л	—	114
140×140	140	85	14 000	141	106,6	—	140Л	—	140
155×155	155	100	14 000	168	124,3	—	168Л	—	168

Труба ведущая с коническим пояском (рис. 4.2, в)

ТВКП-112	112	74	13 500	—	69,8	146	3-121	146	3-121
ТВКП-140	140	85	16 000	—	113,0	203	3-171	178	3-147
ТВКП-155	155	100	16 000	—	131,0	203	3-171	203	3-171

Таблица 4.3

Штанги квадратные (рис. 4.1, а)
Стандарт RP7G АНИ

Условное обозначение	a, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина трубы L, м	Масса 1 м, кг	Муфта		Ниппель	
					D _в , мм	Резьба Б	D _н , мм	Резьба А
2 1/2"	63,5	38,1	12,2	33,1	196,8	3-161	85,7	3-73*
3"	76,2	44,4	12,2; 14,0	29,3	146,1	3-117	85,7	3-73*
3 1/2"	88,9	57,1	12,2; 14,0	41,2	196,8	3-161	104,8	3-86*
4 1/4"	107,9	71,4	12,2; 14,0 или 16,4	36,1	146,1	3-117	104,8	3-86*
5 1/4"	133,3	85,2	12,2; 14,0 или 16,4	49,1	196,8	3-161	120,6	3-102*
6"	152,4	88,9	12,2; 14,0 или 16,4	45,4	146,1	3-117	120,6	3-102*
				67,6	196,8	3-161	152,4	3-122*
				67,6	196,8	3-161	161,9	3-133*
				103,3	196,8	3-161	177,8	3-147
				137,5	196,8	3-161	196,8	3-161

* Резьба укороченного профиля.

Таблица 4.4

Ведущие штанги фирмы «Дрилко»

Условное обозначение	a, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина трубы L, м	Масса 1 м, кг	Муфта		Ниппель	
					D _в , мм	Резьба Б	D _н , мм	Резьба А

Квадратные ведущие штанги (рис. 4.1, а)

2 1/2"	63,5	37,1	12,2	33,1	196,8	3-161	85,7	3-73*
3"	76,2	44,4	12,2	29,3	146,0	3-117	85,7	3-73*
3 1/2"	88,9	57,1	12,2	40,2	196,8	3-161	104,8	3-86*
4 1/4"	108,0	71,4	12,2; 16,4	36,4	146,0	3-117	104,8	3-86*
5 1/4"	133,3	82,5	12,2; 16,4	49,2	196,8	3-161	120,6	3-102*
				45,2	146,0	3-117	120,6	3-102*
				68,8	196,8	3-161	152,4	3-122*
				64,6	146,0	3-117	155,6	3-133*
				103,4	196,8	3-161	177,8	3-147

Шестигранные ведущие штанги (рис. 4.1, б)

3"	76,2	38,1	12,2	36,1	196,8	3-161	85,7	3-73*
3 1/2"	88,9	44,4	12,2	32,4	146,0	3-117	85,7	3-73*
4 1/4"	108,0	57,1	12,2; 16,4	47,2	196,8	3-161	104,8	3-86*
5 1/2"	133,4	76,2	12,2; 16,4	43,8	146,0	3-117	104,8	3-86*
	133,4	82,5	12,2; 16,4	75,2	196,8	3-161	120,6	3-102*
	133,4	71,4	12,2; 16,4	68,8	146,0	3-117	120,6	3-102*
	133,4	71,4	12,2; 16,4	81,1	196,8	3-161	152,4	3-122*
	152,4	88,9	12,2; 16,4	79,2	196,8	3-161	155,6	3-133*
				82,5	196,8	3-161	152,4	3-122*
				82,5	196,8	3-161	155,6	3-133*
				89,6	196,8	3-161	177,8	3-147

* Резьба укороченного профиля.

4.2. Трубы бурильные утяжеленные

Таблица 4.5

Трубы бурильные утяжеленные кованные (рис. 4.3)
СТ СЭВ 1385—78

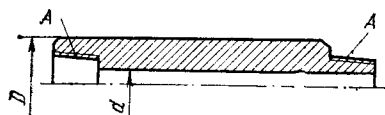


Рис. 4.3. Труба бурильная утяжеленная кованая

Диаметр, мм		Масса 1 м, кг	Резьба А	Диаметр, мм		Масса 1 м, кг	Резьба А
наруж- ный D	внутрен- ный d			наруж- ный D	внутрен- ный d		
79,4*	31,7	32,7	NC-23	177,8	71,4	163,7	3-133*
88,9	38,1	40,2	3-73*	184,2	71,4	177,0	3-133*
104,8	50,3	52,1	3-86*	196,8	71,4 90,4	206,8 189,2	NC-56 3-152
120,6	50,8 63,5	74,4 63,5	NC-35 NC-35	203,2	71,4 90,4	223,2 204,0	NC-56 NC-61
127,0	57,2	78,9	3-102*	209,6	71,4	238,0	3-152
146,0	68,3 76,2	102,9 95,8	NC-44 3-122*	228,6	71,4 90,4	290,1 273,2	NC-61 3-177
152,4	57,2 71,4	123,5 111,6	NC-44 NC-44	241,3	76,2 100,0	321,4 296,3	3-177 3-177
158,8	57,2 71,4	135,4 123,5	NC-44 3-122*	247,6	76,2 100,0	340,7 314,3	NC-70 3-177
165,1	57,2 71,4	147,3 135,4	3-122* 3-122*	254,0	76,2 100,0	361,5 336,9	NC-70 NC-70
171,4	57,2 76,2	160,7 146,1	3-122* 3-133*	279,4	76,2 100,0	444,8 418,0	NC-77 NC-77
177,8	57,2	174,1	3-133*				

Примечания. 1. Длина труб 9150 мм. 2. Выпускаются трубы с проточкой под элеватор (тип Б) или под клинья (тип В); 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 4.6

Трубы бурильные утяжеленные (рис. 4.4)
ТУ 14-3-839—79, ТУ 41-01-305—78,
ТУ 41-01-154—75, ТУ 41-01-147—75

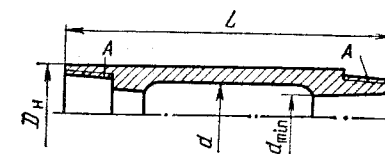


Рис. 4.4. Труба бурильная утяжеленная с высаженными концами

Шифр	D _н , мм	d, мм	d _{min} , мм	Масса 1 м, кг	Резьба А	Работоспо- собность, ч
УБТ-Р-73	73	35	28	24,9	3-50	3000
УБТ-Р-89	89	45	28	33,8	3-68	1500
УБТ-108	108	56	32	53,1	3-92	—

Примечания. 1. Длина труб L = 4,5 и 6,0 м. 2. Длина комплекта 81 м.

Таблица 4.7

Трубы бурильные утяжеленные (рис. 4.5)
ТУ 14-3-835—79, ТУ 39-076—74, ТУ 51-774—77

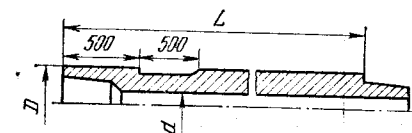


Рис. 4.5. Труба бурильная утяжеленная с проточкой под элеватор

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса 1 м, кг	Присоеди- нительная резьба	Группа прочности, марка стали
1	2	3	4	5	6	7
УБТ-146	146	74	8 000	97,6	3-121	Д, К
УБТ-178	178	90	12 000	145,4	3-147	
УБТ-203	203	100	12 000	193,0	3-171	
УБТ-219	219	112	8 000	225,1	3-171	40ХН2МА или 38ХНЗМФА
УБТ-245	245	135	7 000	267,4	3-171	
УБТС1-120	120	64	6 500	63,5	3-101	
УБТС1-133	133	64	6 500	84,0	3-108*	
УБТС1-146	146	68	6 500	103,0	3-121	
УБТС1-178	178	80	6 500	156,0	3-147	

1	2	3	4	5	6	7
УБТС1-203	203	80	6 500	214,6	3-161	40ХН2МА или 38ХНЗМФА
УБТС1-229	229	90	6 500	273,4	3-171	
УБТС1-254	254	100	6 500	336,1	3-201	
УБТС1-273	273	100	6 500	397,9	3-201	
УБТС1-299	299	100	6 500	489,5	3-201	
УБТС2-120	120	64	6 000	63,5	3-101	
УБТС2-133	133	64	6 000	84,0	3-108*	
УБТС2-146	146	68	6 000	103,0	3-121	
УБТС2-178	178	80	6 000	156,0	3-147	
УБТС2-203	203	80	6 000	214,6	3-161	
УБТС2-229	229	90	6 000	273,4	3-171	

* Резьба укороченного профиля.

Таблица 4.8

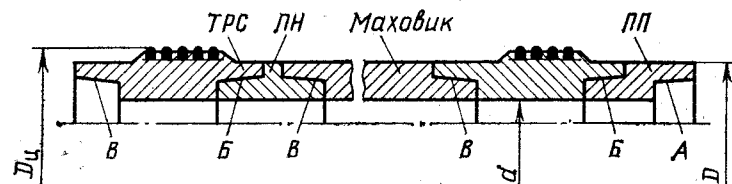
Компоновка низа буровой колонны (размеры в мм) (рис. 4.6)
ТУ 51-576—72, ТУ 51-579—72

Рис. 4.6. Компоновка низа буровой колонны

Шифр	Диаметр долота	D	D _ц	Длина	Мас- са, кг	Резьба элементов				
						ПП	ТРС	маховика		ПН
						A	B	B	B	B
КНБК-8	190	172	190	12 205	1917	3-121	3-147	3-147	3-147	3-147
КНБК-9	214	195	214	12 205	2572	3-121	3-147	3-147	3-147	3-147
КНБК-11	269	245	269	12 365	4206	3-147	3-147	3-171	3-171	3-147
КНБК-12	295	245	295	12 365	4274	3-171	3-171	3-171	3-171	3-171

Примечание. d = 70 мм, ПП — переходник переходный, ПН — переходник ниппельный, ТРС — трехгранный расширитель-стабилизатор.

Таблица 4.9

Утяжеленные буровые трубы 2-го класса фирмы «Дрилко» (рис. 4.3)

Диаметр, мм		Длина трубы, мм	Масса 1 м, кг	Резьба A	Момент свинчивания, кН·м
наружный D	внутренний d				
88,9	38,1	9144	39,8	NC-26	6,18*
104,8	50,8	9144	51,7	NC-31	9,32
120,6	57,1	9449	69,7	NC-38	13,54*
127,0	57,1	9449	79,4	NC-38	17,56
152,4	57,1	9449	123,1	NC-44	32,08
152,4	71,4	9449	113,0	NC-44	25,11
158,7	57,1	9449, 9754	134,8	NC-44	32,47
158,7	71,4	9449, 9754	124,9	NC-46	30,80
165,1	57,1	9449, 9754	148,2	NC-46	38,55
165,1	71,4	9449, 9754	138,2	NC-46	31,19
171,4	57,1	9449, 9754	161,6	NC-46	38,94
177,8	57,1	9449, 9754	175,0	NC-50	52,48
177,8	71,4	9449, 9754	165,0	NC-50	44,54
184,1	71,4	9449, 9754	178,4	NC-50	53,07
203,2	71,4	9449, 9754	224,6	6 5/8Reg	73,08
209,5	71,4	9449, 9754	241,0	6 5/8Reg	73,57
241,3	76,2	9449, 9754	323,2	7 5/8Reg	117,23*
247,6	76,2	9449, 9754	342,6	7 5/8Reg	125,08
279,4	76,2	9144	445,3	8 5/8Reg	177,07*

Примечания. 1. Трубы 3-го класса поставляются длиной 12,8 (13,26) м. 2. Фирма «Дрилко» выпускает спиральные УБТ тех же размеров, что и гладкие, приведенные выше (число спиралей 3, направление правое; начало спирали на расстоянии от торца муфты 457—609 мм, от торца ниппеля — 305—559 мм; масса трубы на 4 % меньше массы гладких УБТ). 3. Звездочкой обозначен момент свинчивания, обусловленный прочностью муфты.

Таблица 4.10

Утяжеленные буровые трубы квадратные фирмы «Дрилко» (размеры в мм) (рис. 4.7)

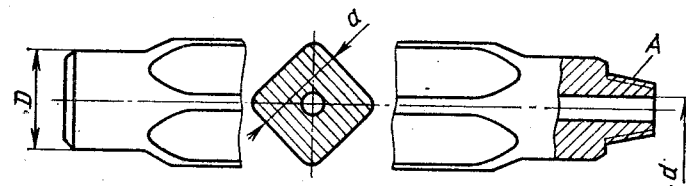


Рис. 4.7. Труба буровая утяжеленная квадратная

Диаметр скважины	Размер калибру- ющей по- верхности	Сторона квадрата a	Диаметр		Масса 1 м тру- бы, кг	Резьба A
			корпуса D	внутрен- ний d		
1	2	3	4	5	6	7
120,6	119,1	95,2	88,9	38,1	58,4	3-73*
142,9	141,3	114,3	114,3	44,4	85,5	3-86*
155,6	154,0	127,0	127,0	50,8	101,7	3-102*

1	2	3	4	5	6	7
158,8	157,2	127,0	127,0	50,8	103,9	3-102*
165,1	163,5	139,7	139,7	50,8	121,1	3-108*
168,3	166,7	139,7	139,7	50,8	127,2	3-108*
171,4	169,9	139,7	139,7	50,8	130,0	3-108*
200,0	198,4	165,1	165,1	57,1	187,2	3-122*
215,9	214,3	177,8	177,8	57,1	217,2	3-133*
219,1	217,5	177,8	177,8	57,1	220,5	3-133*
222,2	220,6	177,8	177,8	57,1	223,9	3-133*
228,6	227,0	177,8	177,8	57,1	226,7	3-133*
244,5	242,9	203,2	203,2	71,4	285,5	3-161
250,8	249,2	203,2	203,2	71,4	288,9	3-161
269,9	268,3	228,6	228,6	71,4	348,3	3-161
279,4	277,8	228,6	228,6	71,4	352,8	3-161
311,1	309,6	254,0	247,7	71,4	428,9	3-177
349,2	347,7	279,4	247,7	71,4	592,8	3-177
381,0	379,4	304,8	247,7	71,4	695,5	3-177
444,5	442,9	355,6	247,7	71,4	823,3	3-177

Примечания. 1. Трубы выпускаются длиной 9,0 и 4,5 м. 2. Калибрующая поверхность армирована твердым сплавом. 3. Тип резьбы: муфта—муфта и муфта—напель. 4. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 4.11

Номерные утяжеленные бурильные трубы (рис. 4.3)
Стандарт 7 АНИ

Обозначение	Диаметр, мм		Масса 1 м, кг	Присоединительная резьба	Обозначение	Диаметр, мм		Масса 1 м, кг	Присоединительная резьба
	наруж-ный D	внутрен-ний d				наруж-ный D	внутрен-ний d		
23-31	79,4	31,7	32,4	NC-23	50-70	177,8	71,4	162,5	NC-50
26-35	88,9	38,1	39,5	NC-26	50-72	184,4	71,4	176,5	NC-50
31-41	104,8	50,8	51,6	NC-31	56-75	190,5	71,4	191,0	NC-56
38-47	120,6	57,1	69,6	NC-38	56-75	190,5	76,2	187,5	NC-56
38-50	133,3	57,1	89,4	NC-38	56-77	196,8	71,4	207,0	NC-56
40-55	139,7	57,1	100,1	NC-40	56-77	196,8	76,2	202,4	NC-56
40-57	146,0	57,1	111,3	NC-40	56-80	203,2	71,4	221,8	NC-56
44-60	152,4	57,1	122,9	NC-44	56-80	203,2	76,2	218,8	NC-56
44-60	152,4	71,4	110,5	NC-44	61-82	209,5	71,4	237,5	NC-61
44-62	158,7	57,1	134,7	NC-44	61-82	209,5	76,2	235,1	NC-61
46-62	158,7	71,4	123,0	NC-46	61-85	215,9	71,4	255,0	NC-61
46-65	165,1	57,1	148,1	NC-46	61-90	228,6	71,4	289,0	NC-61
46-65	165,1	71,4	135,8	NC-46	61-90	228,6	76,2	285,7	NC-61
46-67	171,4	57,1	161,5	NC-46	70-95	241,3	76,2	322,9	NC-70
50-67	171,4	71,4	149,0	NC-50	70-100	254,0	76,2	361,6	NC-70
50-70	177,8	57,1	174,9	NC-50	77-112	285,7	76,2	467,3	NC-77

Таблица 4.12

4.3. Классификация стальных бурильных труб

Класс	Область применения	Вид и размер дефекта
Отечественные трубы диаметром 114—140 мм		
I	Любые скважины	Дефекты не обнаружены
II	Скважины глубиной до 4000 м. При ротаторном способе интенсивность искривления до 3° на 100 м	Мелкие металлургические дефекты (раковины, поры и т. п.) в резьбовой и (или) гладкой части высаженного конца; ужимы в гладкой части глубиной до 3 мм
III	Скважины глубиной до 2500 м. Отработку вести в обсаженном участке ствола	Усталостные трещины или ужимы в зоне резьбы глубиной до 2 мм; ужимы в гладкой части высаженного конца глубиной до 5 мм
IV	Брак	Усталостные трещины или ужимы в резьбовой части глубиной более 2 мм; ужимы в гладкой части более 5 мм; отсутствует торцовый импульс на дуге более 0,25 окружности трубы; длина трещины по окружности трубы 40 мм при равных амплитудах импульсов от трещины и от торца; импульс от торца имеет небольшую высоту при четком импульсе от дефекта

Импортные трубы любого диаметра

I	Любые скважины	Новые трубы
II	—	Толщина стенки трубы должна составлять не менее 80 % от номинальной при равномерном износе или 65 % при одностороннем; площадь сечения тела трубы составляет не менее 80 % от номинальной
III	—	Толщина стенки трубы должна составлять не менее 62,5 % от номинальной при равномерном износе или 55 % при одностороннем; площадь сечения тела трубы составляет не менее 37,5 % от номинальной
IV	К бурению не пригодны	Толщина стенки трубы менее 62,5 % от номинальной при равномерном износе или менее 55 % при одностороннем; площадь сечения тела трубы составляет менее 37,5 % от номинальной

Примечание. При наличии усталостных трещин импортная бурильная труба считается непригодной для бурения, независимо от ее класса.

Таблица 4.13

Трубы бурильные стальные отечественные (размеры в мм) (рис. 4.8)
 ГОСТ 631—75, ТУ 26-02-518—73, ТУ 14-3-549—76,
 ТУ 14-3-713—78, ТУ 14-3-1002—81, ТУ 39-01-10-685—81

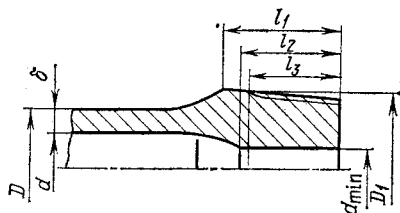


Рис. 4.8. Буровая труба

D	delta	d	Высадка					Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м, кг	
			D ₁	d _{min}	l ₁	l ₂	l ₃		гладкой части	с учетом высадки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

С высадкой внутрь (ТБВ)

42	5	32	42	22	—	100	50	10,2	4,56	4,70
50	5,5	39	50	28	—	110	55	19,2	6,04	6,25
63,5	6,0	51,5	63,5	40	—	120	60	49,0	8,51	8,77
60,3	7	46,3	60,3	32	—	90	54	42,3	9,15	9,28
	9	42,3	60,3	24	—	90	54	49,1	11,3	11,43
73	7	59,0	73	45	—	100	67	80,0	11,4	11,6
	9	55,0	73	34	—	100	67	94,0	14,2	14,4
	11	51,0	73	28	—	100	67	106,0	16,8	17,0
89	7	75	89	60	—	100	67	152	14,2	14,5
	9	71	89	49	—	100	67	183	17,8	18,1
	11	67	89	45	—	100	67	209	21,2	21,5
101,6	7	87,6	101,6	74	—	115	76	233	16,4	16,8
	8	85,6	101,6	70	—	115	76	259	18,5	18,9
	9	83,6	101,6	66	—	115	76	283	20,4	20,8
	10	81,6	101,6	62	—	115	76	305	22,4	22,8
114,3	7	100,3	114,3	82	—	130	86	340	18,5	19,0
	8	98,3	114,3	78	—	130	86	378	20,9	21,4
	9	96,3	114,3	74	—	130	86	415	23,3	23,8
	10	94,3	114,3	70	—	130	86	449	25,7	26,2
	11	92,3	114,3	68	—	130	86	480	28,0	28,5
127	7	113	127	95	—	130	86	476	20,7	21,3
	8	111	127	91	—	130	86	531	23,5	24,1
	9	109	127	87	—	130	86	583	26,2	26,8
	10	107	127	83	—	130	86	632	28,9	29,5

Продолжение табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
139,7	8	123,7	139,7	105	—	130	92	718	26,0	26,7
	9	121,7	139,7	101	—	130	92	791	29,0	29,7
	10	119,7	139,7	97	—	130	92	860	32,0	32,7
	11	117,7	139,7	91	—	130	92	926	35,0	35,7
	12	115,7	139,7	100	—	160	96	990	38,0	39,6
	13,5	112,7	139,7	98	—	160	96	1080	42,0	43,5

С высадкой наружу (ТБН)

60,3	7	46,3	67,5	46,3	110	—	54	42,3	9,15	9,28
	9	42,3	67,5	42,3	110	—	54	49,1	11,3	11,43
73	7	59,0	81,8	59,0	120	—	67	80	11,4	11,6
	9	55,0	81,8	55,0	120	—	67	94	14,2	14,4
	11	51,0	81,8	51,0	120	—	67	106	16,8	17,0
89	7	75,0	97,1	75,0	120	—	67	152	14,2	14,5
	9	71,0	97,1	71,0	120	—	67	183	17,8	18,1
	11	67	97,1	67	120	—	67	209	21,2	21,5
101,6	8	85,6	114,3	85,6	145	—	86	259	18,5	18,9
	9	83,6	114,3	83,6	145	—	86	283	20,4	20,8
	10	81,6	114,3	81,6	145	—	86	305	22,4	22,8
114,3	8	98,3	127	98,3	145	—	86	379	20,3	21,4
	9	96,3	127	96,3	145	—	86	415	23,3	23,8
	10	94,3	127	94,3	145	—	86	449	25,7	26,2
	11	92,3	127	92,3	145	—	86	480	28,0	28,5
139,7	8	123,7	154	123,7	145	—	92	719	26,0	26,6
	9	121,7	154	121,7	145	—	92	791	29,0	29,6
	10	119,7	154	119,7	145	—	92	860	32,0	32,6
	11	117,7	154	117,7	145	—	92	926	35,0	35,6

С высадкой внутрь и коническим стабилизирующим пояском (ТБВК)

89	9	71,0	89,9	57	150	145	94	183	17,8	18,2
	11	67,0	89,9	54	150	145	94	209	21,2	21,5
101,6	9	83,6	101,9	68	150	145	94	283	20,4	20,9
	10	81,6	101,9	66	150	145	94	305	22,4	22,9
114,3	9	96,3	115,2	78	160	155	94	415	23,3	24,0
	10	94,3	115,2	76	160	155	94	449	25,7	26,4
	11	92,3	115,2	74	160	155	94	480	28,0	28,7
127	9	109,0	130,2	92	160	155	94	583	26,2	26,9
	10	107,0	130,2	90	160	155	94	632	28,9	29,6
139,7	9	121,7	140,2	104	160	155	94	791	29,0	30,0
	10	119,7	140,2	102	160	155	94	860	32,0	32,9
	11	117,7	140,2	100	160	155	94	926	35,0	35,8

Продолжение табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
С высадкой наружу и коническим стабилизирующим пояском (ТБНК)										
73	9	55,0	85,9	52	150	155	94	94	14,2	14,5
	11	57,0	85,9	48	150	155	94	106	16,8	17,1
89	9	71,0	101,9	68	150	155	94	183	17,8	18,2
	11	67,0	101,9	64	150	155	94	209	21,2	21,4
101	9	83,6	115,2	80,6	160	165	94	283	20,4	20,9
	10	81,6	115,2	78,6	160	165	94	305	22,4	22,9
114,3	9	96,3	130,2	93,3	160	165	94	415	23,3	24,0
	10	94,3	130,2	91,3	160	165	94	449	25,7	26,4
	11	92,3	130,2	89,3	160	165	94	480	28,0	28,7
С приваренными замками (ТБПВТ, ТБПВ)										
50	5,5	39	65	28	—	—	—	19	6,04	7,5
60,3	5,0	50,3	67	28	—	—	—	33	6,74	8,5
89,0	9	71,0	108	50	280	—	89	183	17,8	19,0
	10	69,0	108	45	280	—	89	196	21,2	22,2
114,3	7	100,3	165	100	260	—	—	340	18,5	21,6
	8	98,3	165	98	260	—	—	379	20,9	24,0
	9	96,3	165	96	260	—	—	415	23,3	26,4
	10	94,3	165	94	260	—	—	449	25,6	28,6
127,0	7	113,0	170	112	260	—	—	476	20,7	24,7
	8	111,0	170	110	260	—	—	531	23,5	27,4
	9	109,0	170	108	260	—	—	583	26,2	29,9
	10	107,0	170	104	260	—	—	632	28,8	32,5

Примечание. Длина труб нефтяного сортамента 11,5 м, геологоразведочных — 4,5 м.

Таблица 4.14

Трубы бурильные для бурения электробуром (размеры в мм) (рис. 4.8)
ТУ 14-3-397—75, ТУ 14-3-715—78

D	δ	d	Высадка				l ₃	Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м с учетом высадки, кг
			D ₁	d _{min}	l ₁	l ₂			
С высадкой внутрь									
127	9	109	127	92	—	115	86	583	26,6
	10	107	127	92	—	115	86	632	29,3
С высадкой наружу									
114,3	10	94,3	127	94,3	115	—	86	449	26,2
139,7	10	119,7	154	119,7	115	—	92	860	32,6

Примечания. 1. Группа прочности Д, К, Е. 2. Длина труб 12 м.

Таблица 4.15

Трубы бурильные зарубежные (рис. 4.9)
Стандарт 5А, 5АХ АНИ

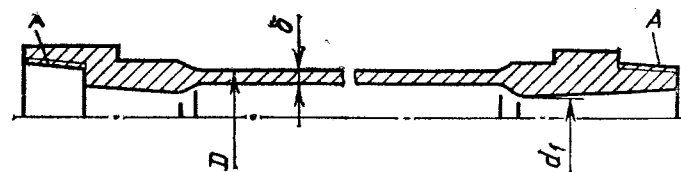


Рис. 4.9. Бурильная труба с приварными замками

Диаметр D, мм	Толщина стенки δ, мм	Группа прочности стали	Внутренний диаметр минимальный d ₁ , мм	Диаметр замка, мм	Осевой момент инерции, см ⁴ .	Масса 1 м трубы, кг	Резьба А
1	2	3	4	5	6	7	8
С высадкой наружу							
60,3	7,11	Д, Е	44,5	85,7	42,6	10,3	3-73*
73,0	9,19	Д, Е	54,0	104,8	95,6	16,8	3-86*
		G, S	49,2	104,8	95,6	17,0	3-86*
88,9	9,35	Д, Е	66,1	120,7	187	20,7	3-102*
		G, S	61,9	127,0	187	21,1	3-102*
		S	61,9	136,5	187	21,8	3-108*
	11,40	Д, Е	65,1	127,0	212	24,5	3-102*
		G, S	63,5	133,4	212	25,1	3-108*
101,6	8,38	Е, G	82,6	146,1	269	23,7	3-122*
		S	73,0	152,4	269	24,9	3-122*
114,3	8,56	Д, Е	95,3	155,6	399	26,3	3-133*
		G	90,5	158,8	399	27,1	3-133*
	10,92	Д, Е	92,1	158,8	478	31,3	3-133*
		G	82,6	161,9	478	31,9	3-133*
G		76,2	165,1	478	32,7	3-133*	
	S	73,0	168,3	478	33,3	3-133*	
С высадкой внутрь							
88,9	6,45	Е	54,0	104,8	142	17,4	3-86*
	9,35	Д, Е	49,2	117,5	187	20,7	3-101
	11,40	Д, Е	49,2	117,5	212	24,0	3-101
101,6	6,65	Е	74,6	133,4	224	18,3	3-108*
	8,38	Д, Е	69,8	133,4	269	22,6	3-108*
		G, S	61,9	136,5	269	23,0	3-108*
		9,65	Д, Е	61,9	133,4	303	25,4

Продолжение табл. 4.15

1	2	3	4	5	6	7	8
114,3	6,88	E	85,7	146,1	336	23,0	3-122*
	8,56	D, E	76,2	146,1	399	27,3	3-121
		D, E	80,2	152,4	399	27,3	3-122*
		G	71,5	152,4	399	28,0	3-122*
G		69,9	152,4	399	28,4	3-121	
	S	63,5	158,8	399	29,1	3-122*	
	10,92	D, E	76,2	152,4	477	32,9	3-133*
127,0	7,52	E	95,2	155,6	504	26,4	3-133*
168,3	8,38	D, E	127,0	203,2	1377	44,0	3-171
С высадкой внутрь и наружу							
73,0	9,19	D, E	44,5	104,8	96	17,4	3-86*
88,9	6,45	E	68,3	120,7	143	16,4	3-102*
	9,35	D, E	61,9	127,0	187	21,9	3-102*
		G, S	61,9	136,5	187	22,6	3-102*
	11,40	E, G	49,2	139,7	212	26,1	3-108*
101,6	6,65	E	82,6	146,1	224	20,1	3-122*
	9,65	G, S	69,9	152,4	303	28,1	3-122*
114,3	10,92	D, E	76,2	146,1	477	32,2	3-121
		D, E	76,2	152,4	477	32,9	3-122*
		G, S	63,5	158,8	477	34,0	3-122*
127,0	9,19	D, E	93,7	161,9	593	32,7	3-133*
		G, S	88,9	184,2	593	35,2	3-147
127,0	12,7	D, E	87,3	165,1	768	43,1	3-133*
		G, S	84,2	184,2	768	44,9	3-147
139,7	9,17	D, E	95,2	177,8	802	38,1	3-147
		G	88,9	184,2	802	38,9	3-147
		S	76,2	190,5	802	40,0	3-147
	10,54	D, E	101,6	177,8	896	41,9	3-147
	G, S	88,9	184,2	896	43,4	3-147	

Продолжение табл. 4.15

1	2	3	4	5	6	7	8
Трубы фирмы «Сумитомо Метал Индастриз» С высадкой внутрь							
101,6	8,38	E, X G S	66,7 61,9 50,8	133,3 139,7 139,7	269 269 269	22,5 23,4 23,6	3-108* 3-108* 3-108*
114,3	6,88	E	85,7	152,4	336	22,2	3-122*
С высадкой наружу							
60,3	7,11	E, X, G	39,7	85,7	43	10,5	3-73*
73,0	9,19	E, X, G S	49,2 41,3	104,8 111,1	96 96	16,2 16,7	3-76 3-76
88,9	6,45	E	76,0	120,6	142	15,3	3-102*
	9,35	E	63,5	120,6	187	20,6	3-102*
		X	63,5	127,0	187	21,4	3-102*
		G	61,9	127,0	187	21,5	3-102*
		S	54,0	127,0	187	21,6	3-102*
	11,40	E	63,5	127,0	212	24,4	3-102*
		X	61,9	127,0	212	24,7	3-102*
		G	54,0	127,0	212	24,8	3-102*
		S	57,1	139,7	212	26,1	3-108*
101,6	8,38	E, X, G S	77,8 76,2	152,4 152,4	269 269	23,8 24,0	3-122* 3-122*
114,3	6,88	E	98,4	158,7	336	22,3	3-133*
	8,56	E, X, G S	90,5 88,9	161,9 161,9	399 399	27,1 27,4	3-133* 3-133*
		10,92	E, X, G S	87,3 76,2	161,9 161,9	478 478	33,6 33,7
С высадкой внутрь и наружу							
114,3	8,56	E, X, G	73,0	158,7	399	27,5	3-122*
		E, X, G	73,0	152,4	399	27,2	3-121
		S	69,9	158,7	399	27,7	3-122*
		S	63,5	158,7	399	27,9	3-121

1	2	3	4	5	6	7	8
	10,92	E E X X G G S	71,4 71,4 69,9 63,5 63,5 63,5 57,1	158,7 152,4 158,7 152,4 158,7 152,4 158,7	478 478 478 478 478 478 478	33,2 32,9 33,3 32,5 33,6 32,5 33,7	3-122* 3-121 3-123* 3-121 3-122* 3-121 3-122*
127,0	9,19	E, X, G E X G S S	90,5 90,5 88,9 82,6 88,9 69,9	177,8 161,9 161,9 165,1 184,1 168,3	593 593 593 593 593 593	33,4 31,4 31,6 32,2 34,7 33,0	3-147 3-133* 3-133* 3-133* 3-147 3-133*
	12,70	E, X E X G G S	84,2 84,2 76,2 69,9 84,2 82,6	177,8 161,9 165,1 168,3 184,1 184,1	768 768 768 768 768 768	42,6 40,5 42,3 42,0 43,4 43,7	3-147 3-133* 3-133* 3-133* 3-147 3-147
139,7	9,17	E X G S	96,8 95,2 88,9 76,2	177,8 177,8 184,1 184,1	802 802 802 802	35,8 36,2 37,3 38,7	3-147 3-147 3-147 3-147
	10,54	E X, G S	96,8 88,9 76,2	177,8 184,1 190,5	896 896 896	40,3 41,7 43,0	3-147 3-147 3-147

* Резьба укороченного профиля.

4.4. Стальные бурильные трубы и допустимый их износ

Таблица 4.16

Номенклатура выпускаемых стальных бурильных труб

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
42	5	Д	101,6	9; 10	Д, К
50	5,5	Д	114,3	7; 8; 9; 10; 11	Д, К, Е, Л
63,5	6	Д	127,0	8; 9; 10	Д, К, Е, Л
73,0	7; 9; 11	Д, К, Е	139,7	8; 9; 10; 11	Д, К, Е, Л, М
89,0	9; 11	Д, К, Е			

Таблица 4.17

Допустимый износ для стальных бурильных труб 2- и 3-го классов (размеры в мм)

Диаметр	Толщина стенки	Трубы 2-го класса		Трубы 3-го класса		Диаметр	Толщина стенки	Трубы 2-го класса		Трубы 3-го класса	
		Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее	Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее			Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее	Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее
60,3	7 9	57,5 56,7	5,6 7,2	55,4 54,0	4,55 5,85	114,3	7 8 9	111,5 111,1 110,7	5,6 6,4 7,2	109,4 108,7 108,0	4,55 5,20 5,85
73,0	7 9 11	70,2 69,4 68,6	5,6 7,2 8,8	68,1 66,7 65,2	4,55 5,85 7,11	127,0	7 8 9 10	124,2 123,8 123,4 123,0	5,6 6,4 7,2 8,0	122,1 121,4 120,7 120,0	4,55 5,20 5,85 6,50
89,0	7 9 11	86,2 85,4 84,6	5,6 7,2 8,8	84,1 82,7 81,2	4,55 5,85 7,11	139,7	8 9 10 11	136,5 135,9 135,7 135,3	6,4 7,2 8,0 8,8	134,1 133,4 132,7 131,9	5,20 5,85 6,50 7,11
101,6	7 8 9 10	98,8 98,4 98,0 97,6	5,6 6,4 7,2 8,0	96,7 96,0 95,3 94,6	4,55 5,20 5,85 6,50						

Таблица 4.18

Периодичность дефектоскопии стальных бурильных труб на буровой

Способ бурения	Глубина забоя скважины, м	Класс труб	Периодичность дефектоскопии, сут	
			Участки трубных резьб	Зона сварного шва труб ТБПВ
Турбинный	<2500	1—2	90	120
	<2500	3	30	30
	2500—3500	1—2	65	120
	>3500	1—2	45	90
Роторный, турбинно-роторный	<2500	1—2	60	60
	<2500	3	30	30
	2500—3500	1—2	45	60
	3500—4000	1—2	30	45
	4000—5000	1	30	45
	>5000	1	20	45

Примечание. При бурении в осложненных условиях (наличие каверн, интенсивность искривления более 3° на 100 м и т. п.), а также при бурении особо ответственных скважин периодичность дефектоскопии может быть уменьшена в 1,5—2 раза. После ликвидации аварий (прихват, «полет») проверка дефектоскопией обязательна.

§ 4.5. Прочностная характеристика буровых труб

Таблица 4.19

Прочностная характеристика отечественных буровых труб

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Масса, кг	Срастягивающая нагрузка, кН, для труб группы прочности					Внутреннее давление до предела текучести, МПа, для труб группы прочности					Сминающее давление, МПа, для труб группы прочности				
			Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
42,0	5	4,7	206	274	—	—	—	78,4	98,0	—	—	—	73,5	96,0	—	—	—
50,0	5,5	6,3	284	372	—	—	—	71,6	93,2	—	—	—	66,7	87,3	—	—	—
63,5	6	8,8	412	539	638	736	883	61,8	80,4	—	—	—	55,4	72,1	—	—	—
60,3	7	10,2	441	589	785	932	1079	75,5	99,1	108,9	129,5	149,1	71,1	93,2	102,0	119,7	137,3
73,0	7	12,9	539	687	785	932	1079	62,8	82,4	90,2	106,9	123,6	55,9	73,6	80,4	93,2	106,9
89,0	9	15,6	687	883	980	1177	1324	80,4	105,9	116,7	137,3	158,9	76,5	100,1	109,9	129,5	148,1
89,0	11	18,1	785	1030	1177	1373	1570	98,1	129,5	142,2	167,8	194,2	96,1	126,5	138,3	163,8	188,4
89,0	7	16,0	687	883	981	1128	1324	51,5	67,7	74,6	87,3	101,0	43,7	55,9	60,8	70,6	79,0
89,0	9	19,5	834	1128	1226	1422	1668	65,7	86,3	95,2	112,8	129,5	60,3	78,5	86,3	101,0	114,8
101,6	11	22,9	981	1324	1471	1717	1962	80,4	105,9	116,7	137,3	158,9	76,5	100,1	109,9	129,5	148,1
101,6	7	19,5	785	1030	1128	1324	1520	45,1	59,3	65,2	76,5	88,3	36,3	45,1	49,5	56,4	63,8
101,6	8	21,7	883	1128	1275	1471	1717	51,5	67,7	74,5	88,3	101,0	43,7	55,9	60,8	70,6	79,0
101,6	9	23,6	981	1275	1422	1668	1913	57,9	76,5	83,4	98,1	113,8	51,0	66,2	72,6	84,4	95,1
114,3	10	25,5	1079	1422	1570	1815	2109	64,2	84,4	93,2	109,9	126,5	58,4	76,0	83,4	97,6	110,8
114,3	7	21,7	883	1177	1275	1520	1766	39,7	52,5	57,9	68,2	78,5	30,4	37,9	40,7	45,6	49,5
114,3	8	24,2	981	1324	1422	1668	1913	45,1	59,3	66,2	78,5	90,2	37,3	47,1	51,0	58,4	64,7
114,3	9	26,5	1128	1518	1618	1913	2207	51,5	67,7	74,5	88,3	101,0	44,1	56,4	61,3	70,6	79,5
114,3	10	28,9	1226	1618	1766	2109	2403	56,9	74,5	82,4	98,1	112,8	50,5	65,1	71,1	82,9	93,7
114,3	11	31,1	1324	1766	1913	2256	2600	62,8	82,4	90,2	107,9	123,6	56,9	74,1	80,9	94,7	107,9
127,0	7	23,9	981	1275	1422	1668	1962	36,3	47,1	52,0	61,3	70,6	25,5	30,9	33,3	36,3	39,2
127,0	8	26,6	1128	1471	1618	1913	2207	41,2	53,9	59,3	70,6	81,4	31,9	39,7	42,7	48,1	52,5
127,0	9	29,3	1126	1618	1815	2109	2452	46,1	60,8	66,7	78,5	91,2	37,8	48,1	52,0	59,3	66,2
127,0	10	31,9	1373	1815	1962	2354	2698	51,5	67,7	74,5	88,3	101,0	44,1	56,4	61,3	70,6	79,5
139,7	8	30,8	1226	1618	1766	2109	2452	37,3	49,0	53,9	63,8	73,6	27,5	33,3	35,8	39,7	42,7
139,7	9	33,7	1373	1815	2011	2354	2698	42,2	55,4	60,8	71,6	83,4	32,9	41,2	44,1	50,0	54,9
139,7	10	36,8	1520	2011	2207	2600	2992	47,1	61,8	67,7	79,5	92,2	38,7	49,0	53,0	60,3	67,2
139,7	11	39,5	1668	2158	2403	2845	3237	51,5	67,7	74,5	88,3	101,0	44,1	56,4	61,3	70,6	79,5

Таблица 4.20

Растягивающие нагрузки до предела текучести материала стальных буровых труб (в кН)

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Трубы 2-го класса группы прочности					Трубы 3-го класса группы прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
73,0	7	422	559	618	—	—	343	441	490	—	—
73,0	9	520	687	765	—	—	422	559	608	—	—
89,0	11	618	814	883	—	—	481	638	696	—	—
89,0	9	667	883	971	—	—	530	687	765	—	—
101,6	11	794	1040	1148	—	—	628	824	902	—	—
101,6	9	765	1001	—	—	—	608	804	—	—	—
101,6	10	844	1108	—	—	—	687	902	—	—	—
114,3	7	687	912	1001	1177	—	579	755	834	981	—
114,3	8	804	1050	1157	1373	—	628	814	902	1069	—
114,3	9	853	1128	1236	1471	—	687	893	981	1157	—
114,3	10	971	1275	1393	1648	—	765	1001	1099	1305	—
114,3	11	1030	1354	1471	1766	—	853	1118	1226	1452	—
127,0	8	883	1157	1275	1511	—	706	922	1010	1197	—
127,0	9	971	1275	1393	1648	—	765	1001	1099	1305	—
127,0	10	1079	1403	1550	1825	—	863	1138	1256	1471	—
139,7	8	971	1275	1393	1648	1687	785	1040	1148	1354	1570
139,7	9	1089	1432	1570	1864	2158	883	1157	1275	1501	1736
139,7	10	1197	1570	1736	2060	2354	971	1275	1403	1648	1913
139,7	11	1324	1736	1913	2256	2600	1059	1383	1520	1805	2080

Таблица 4.21

Предельные веса буровых колонн при подвеске труб 1-го класса в клиновом захвате (в кН)

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности					Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М			Д	К	Е	Л	М
Длина клина 300 мм							Длина клина 400 мм						
89,0	9	725	950	1039	—	—	89,0	9	745	980	1078	—	—
	11	862	1137	1254	—	—		11	892	1170	1293	—	—
101,6	9	813	1068	—	—	—	101,6	9	843	1117	—	—	—
	10	892	1176	—	—	—		10	931	1225	—	—	—
114,3	7	705	931	1029	1215	—	114,3	7	745	980	1078	1274	—
	8	803	1068	1166	1382	—		8	852	1117	1225	1450	—
	9	901	1186	1303	1538	—		9	950	1244	1372	1617	—
	10	1000	1313	1440	1676	—		10	1039	1372	1509	1783	—
127,0	11	1107	1460	1607	1791	—	127,0	11	1137	1499	1646	1950	—
	8	882	1156	1274	1499	—		8	921	1215	1342	1556	—
	9	990	1293	1431	1685	—		9	1039	1362	1499	1774	—
	10	1088	1431	1578	1862	—		10	1146	1499	1656	1950	—
139,7	8	950	1254	1382	1627	1872	139,7	8	1009	1333	1460	1725	1989
	9	1058	1401	1538	1823	2097		9	1127	1480	1627	1921	2215
	10	1205	1587	1744	2058	2371		10	1244	1636	1803	2117	2450
	11	1284	1685	1852	2195	2528		11	1372	1793	1979	2332	2695

Таблица 4.22

Прочностная характеристика зарубежных буровых труб
Стандарт RP7GANN

Диаметр труб, мм	Тол- щина стенки, мм	Класс труб	Растягивающая нагрузка до предела текучести материала труб, кН					Допустимый крутящий			момент, Н·м	Внутреннее давление при допускае- мых растягивающих нагрузках, МПа						Снижающее давление при макси- мально допустимом износе, МПа					
			Д	Е	Х-95	G-105	S-135	Д	Е	Х-95		Д	Е	Х-95	G-105	S-135	Д	Е	Х-95	G-105	S-135		
60,3	4,83 *	1	315	420	540	595	770	4 540	6 190	7 830	8 670	51,0	69,4	87,9	97,2	125,1	53,6	73,1	92,5	102,4	126,1		
		2	250	335	420	460	595	2 980	4 130	5 180	5 760	37,8	51,6	65,4	72,3	92,9	32,3	39,8	45,5	47,9	53,2		
		3	180	250	315	355	450	2 540	3 500	4 400	4 900	32,1	43,7	55,3	61,2	78,6	24,0	28,2	30,0	31,9	35,4		
	7,11	1	430	585	750	825	1055	5 950	8 110	10 260	11 360	75,1	102,3	125,7	143,2	184,7	75,7	103,3	130,6	144,5	185,8		
		2	335	460	585	645	780	3 940	5 380	6 820	7 580	55,8	76,0	96,3	106,5	136,9	55,7	75,9	96,2	106,4	136,7		
		3	260	355	440	490	635	3 360	4 600	5 800	6 430	47,2	64,3	81,5	90,1	115,9	49,0	66,3	79,8	86,3	104,4		
73,0	5,51 *	1	—	585	740	815	1045	—	10 500	13 300	14 700	48,1	65,6	83,0	91,8	118,0	50,9	69,3	85,6	92,7	112,9		
		2	—	460	575	645	825	—	6 960	8 830	9 740	31,2	42,6	54,0	59,6	76,6	28,7	34,8	39,1	40,7	43,8		
		3	—	355	440	490	635	—	5 900	7 500	8 300	26,4	36,0	45,7	50,4	64,9	20,8	23,8	26,5	27,7	29,9		
	9,19	1	670	910	1150	1275	1640	11 000	15 000	19 000	21 000	82,1	109,3	138,4	153,0	196,8	80,2	109,2	138,4	152,9	196,7		
		2	520	710	900	1000	1275	7 300	10 000	12 500	14 000	59,5	81,1	102,8	113,6	146,0	59,4	81,0	102,6	113,5	145,8		
		3	395	545	680	760	980	6 250	8 500	10 800	12 000	50,4	68,6	87,1	96,2	123,6	52,4	71,4	90,5	98,4	120,7		
88,9	6,45	1	—	825	1055	1160	1500	—	18 400	23 200	25 700	46,4	63,0	79,9	88,2	113,5	49,0	66,4	79,9	86,4	111,4		
		2	—	655	825	910	1170	—	12 200	15 400	17 000	34,4	46,8	59,3	65,6	84,3	26,4	31,7	34,8	36,0	39,7		
		3	—	500	645	700	900	—	10 400	13 100	14 500	29,0	39,6	52,8	55,5	71,3	18,9	21,4	24,3	25,2	26,5		
	9,35	1	855	1150	1470	1620	2090	17 600	24 100	30 500	33 700	43,300	66,9	91,3	115,6	127,8	164,3	68,5	93,4	118,4	130,7	168,2	
		2	660	910	1150	1265	1630	11 800	16 000	20 300	22 400	28 800	49,7	67,8	85,8	94,7	122,0	49,7	67,8	82,1	88,9	108,0	
		3	510	690	885	970	1250	10 000	13 600	17 300	19 100	24 600	42,0	57,3	72,6	80,2	103,0	41,8	53,1	62,5	67,0	79,0	
	11,40	1	1010	1380	1745	1930	2490	20 000	27 400	34 600	38 400	49 200	81,7	111,4	141,1	155,9	200,4	81,4	111,0	140,6	155,4	199,9	
		2	785	1075	1355	1500	1930	13 400	18 200	23 100	25 500	32 800	60,7	82,7	104,8	115,9	149,0	60,6	82,7	104,7	115,7	148,8	
		3	595	815	1025	1140	1470	11 400	15 500	19 700	21 800	28 000	51,4	70,1	88,7	98,0	126,0	53,5	72,9	92,3	102,0	125,5	
101,6	6,65	1	—	990	1250	1380	1780	—	25 300	32 000	35 400	45,400	61,7	79,9	100,4	110,4	140,4	43,6	55,7	66,0	70,8	91,2	
		2	—	780	990	1090	1400	—	16 700	21 200	23 400	30 000	31,0	42,2	53,8	59,0	76,3	20,8	23,8	26,5	27,7	30,1	
		3	—	610	760	830	1080	—	14 200	18 000	20 000	25 700	26,4	36,0	45,1	49,9	64,3	14,6	17,0	18,4	18,7	18,9	
	8,38	1	890	1220	1540	1710	2190	22 100	30 200	38 300	42 400	54 400	52,5	71,6	90,7	99,8	128,9	55,1	75,2	95,1	105,2	135,3	
		2	710	970	1220	1330	1740	14 700	20 000	25 400	28 100	36 100	38,9	53,1	67,2	74,4	95,5	34,4	42,8	49,2	52,2	58,6	
		3	530	740	930	1040	1320	12 500	17 100	21 600	23 900	30 800	33,1	45,1	57,1	63,3	81,1	25,8	32,2	33,8	34,8	38,5	
	9,65	1	1020	1380	1750	1940	2490	24 500	33 500	42 400	47 000	60 400	60,5	82,5	104,4	115,1	148,4	62,6	93,9	108,3	119,5	153,6	
		2	800	1080	1370	1520	1950	16 300	22 300	28 200	31 200	40 100	44,9	61,2	77,7	85,8	110,3	44,4	58,6	67,2	72,3	85,6	
		3	610	830	1060	1160	1500	13 900	19 000	24 000	26 600	34 200	38,0	51,9	65,8	72,6	93,4	34,6	43,0	49,5	52,4	59,1	
114,3	6,88	1	—	1150	1460	1610	2070	—	33 600	42 600	47 000	61 000	38,3	52,2	66,2	73,2	93,9	37,8	47,6	55,6	59,2	76,0	
		2	—	910	1150	1270	1640	—	22 300	28 200	31 100	40 000	28,5	38,9	49,2	54,4	70,0	16,8	19,6	21,8	22,5	23,0	
		3	—	700	890	990	1270	—	19 000	24 000	26 500	34 100	24,1	32,9	41,7	46,1	59,1	12,3	13,8	14,2	14,3	14,4	
	8,56	1	1040	1410	1780	1980	2540	29 300	40 000	50 700	56 000	72 000	47,7	65,0	82,4	90,6	116,4	50,4	68,7	84,4	91,5	117,6	
		2	810	1110	1410	1550	2010	19 400	26 500	33 600	37 100	47 600	35,4	48,3	61,2	67,6	86,9	28,2	34,2	38,1	39,7	42,9	
		3	620	850	1080	1200	1540	16 500	22 600	28 600	31 600	40 600	29,9	40,8	51,6	57,1	73,4	20,4	23,1	26,0	27,1	29,3	
	10,92	1	1300	1760	2230	2470	3170	35 100	47 900	60 700	67 100	86 300	60,9	82,9	105,1	115,8	145,5	63,0	85,8	108,7	120,1	154,5	
		2	1010	1380	1750	1930	2490	23 300	31 900	40 300	44 500	57 300	45,3	61,7	78,1	86,5	111,4	44,9	57,5	68,4	73,0	86,7	
		3	780	1060	1340	1480	1910	19 900	27 100	34 300	38 000	48 900	38,2	52,0	65,9	72,9	93,7	35,0	43,7	50,4	53,5	60,2	
127,0	7,52	1	—	1400	1780	1970	2520	—	45 500	57 600	63 600	81 800	37,6	51,4	65,1	71,8	92,5	36,8	46,2	53,6	57,0	66,9	
		2	—	1100	1400	1540	2000	—	30 000	38 100	42 100	54 100	28,0	38,2	48,4	53,5	68,7	15,9	18,7	20,7	21,3	21,9	
		3	—	850	1080	1200	1540	—	25 600	32 400	35 900	46 100	23,7	32,3	41,0	45,3	58,2	11,8	13,2	13,5	13,6	13,6	
	9,19	1	1240	1690	2140	2360	3040	39 100	53 500	67 700	74 900	96 300	46,1	62,9	79,7	87,9	113,2	49,0	66,2	81,0	86,0	110,6	
		2	980	1330	1690	1860	2400	25 900	35 400	44 800	49 500	63 600	34,4	46,8	59,3	65,6	84,3	26,3	31,5	34,7	35,8	39,6	
		3	750	1030	1300	1440	1850	22 100	30 200	38 200	42 200	54 300	29,0	39,5	50,0	55,3	71,1	18,7	21,2	24,0	25,0	25,9	
	12,70	1	1660	2260	2860	3170	4080	49 700	68 000	85 900	95 000	122 000	63,6	86,8	107,9	121,5	156,2	65,6	89,4	113,2	125,2	160,9	
		2	1300	1780	2280	2500	3210	33 100	45 100	57 100	63 200	81 200	47,3	64,5	81,7	90,2	116,1	47,3	62,4	74,6	80,4	96,6	
		3	1000	1350	1720	1900	2450	28 200	38 400	48 700	53 800	69 200	40,0	54,5	69,1	76,4	94,9	38,1	48,0	56,0	59,7	68,9	
139,7	9,17	1	1370	1860	2360	2610	3360	48 200	65 800	83 400	92 200	118 500	41,8	57,0	72,2	79,9	102,6	43,8	55,9	66,2	71,1	91,4	
		2	1070	1480	1860	2060	2680	32 000	43 600	55 200	61 000	78 400	31,0	42,3	53,7	59,3	75,9	21,0	24,2	26,8	28,0	30,3	
		3	830	1130	1440	1590	2040	27 200	37 100	47 000	52 000	66 800	26,3	35,8	45,4	50,2	64,5	14,8	17,3	18,8	19,1	19,1	
	10,54	1	1550	2120	2690	2980	3830	53 800	73 200	93 100	102 700	132 100	48,0	65,5	82,9	91,7	117,9	50,8	69,2	85,5	92,6	119,1	
		2	1300	1670	2250	2490	3190	35 700	4														

Таблица 4.23

4.6. Алюминиевые бурильные трубы (размеры в мм) (рис. 4.10)
ГОСТ 23786—79, ТУ 1-2-451—83

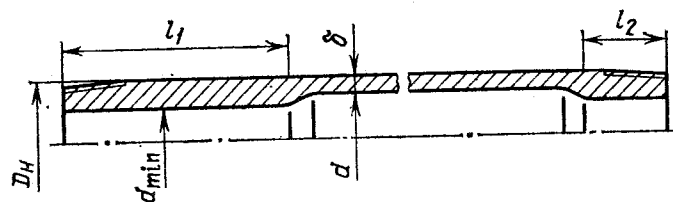


Рис. 4.10. Алюминиевая бурильная труба

D _н	δ	d	Высадка			Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м трубы с учетом замка, кг
			d _{min}	l ₁	l ₂		
Без резьбы							
54	7,5	39	28	150	150	33	4,3
64	8	48	38	200	200	56	6,3
73	9	55	41	200	200	94	5,7
90	9	72	58	200	200	190	7,1
103	9	85	73	250	250	296	9,2
108	9	90	58	1000	250	345	11,2
С замками							
114	10	95	84	1300	250	446	11,2
129	9	111	99	1300	250	614	12,2
	11	107	95	1300	250	716	14,0
147	9	129	117	1300	250	932	14,4
	11	125	113	1300	250	1093	16,5
	13	121	107	1300	250	1239	18,6
	15	117	103	1300	250	1368	20,6
	17	113	99	1300	250	1487	22,5
С протекторным утолщением и навинченными замками							
129	11	107	95	1300	250	716	14,4
147	11	125	113	1300	250	1093	17,0
170	11	148	136	1300	250	1744	20,0
	13	144	136	1300	250	1985	23,5

Примечания. 1. Номинальная длина труб диаметром 54 мм 4,5 м; 64 мм — 5,3 м; 73 мм — 108 мм — 9 м, 114 мм и более — 12 м. 2. Предел текучести материала труб нормальной прочности из сплава Д16Т, диаметром до 114 мм включительно, — 255 МПа, диаметром свыше 114 мм — 274 МПа, повышенной прочности любого диаметра — 294 МПа; из сплавов 1953.Т1 и АК4-1.Т1 — 480 и 274 МПа соответственно.

Таблица 4.24

Допустимый износ алюминиевых бурильных труб до размеров (в мм)
РД 39-2-162—79

Диаметр трубы	Толщина стенки	1-й класс		2-й класс		3-й класс	
		Диаметр наружный	Толщина стенки	Диаметр наружный	Толщина стенки	Диаметр наружный	Толщина стенки
54	7,5	53,0	6,7	51,5	5,5	50,0	4,5
64	8	63,0	7,1	61,5	5,5	60,0	4,5
73	9	72,0	8,1	70,5	6,5	68,0	4,5
90	9	89,0	8,1	87,5	6,5	85,0	4,5
103	9	102,0	8,1	100,0	6,5	97,0	4,5
108	9	106,9	8,1	105,0	6,5	104,0	4,5
114	10	112,5	9,0	111,0	7,0	108,0	5,0
129	9	127,5	8,0	126,0	6,5	123,0	5,0
	11	127,5	10,0	126,0	8,0	123,0	6,0
147	9	145,5	8,0	144,0	6,0	141,0	5,0
	11	145,5	10,0	144,0	8,0	141,0	6,0
	13	145,5	12,0	144,0	10,0	141,0	8,0
	15	145,5	14,0	144,0	11,0	141,0	9,0
	17	145,5	16,0	144,0	13,0	141,0	10,0
170	11	168,5	10,0	167,0	8,0	163,0	6,0
	13	168,5	12,0	167,0	10,0	163,0	8,0

Таблица 4.25

4.7. Прочностная характеристика алюминиевых бурильных труб
(1-го класса с учетом допустимого износа, сплав Д16Т)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН	Давление, МПа		Вращающий момент, кН·м
			наружное	внутреннее	
54	7,5	274	60,3	63,8	2,4
64	8	353	52,5	57,4	3,7
73	9	460	51,5	56,4	5,5
90	9	578	39,2	46,1	8,9
103	9	676	32,4	39,7	12,2
108	9	715	29,9	37,8	13,6
114	10	833	32,4	39,7	16,6
129	9	931	23,0	34,3	21,8
	11	1117	33,3	41,7	25,4
147	9	1068	17,7	29,9	29,0
	11	1294	29,4	36,8	34,0
	13	1499	35,3	43,6	38,5
	15	1705	43,2	50,0	42,7
	17	1900	51,0	56,9	46,4
170	11	1510	19,6	31,9	46,9
	13	1755	27,5	37,3	53,4

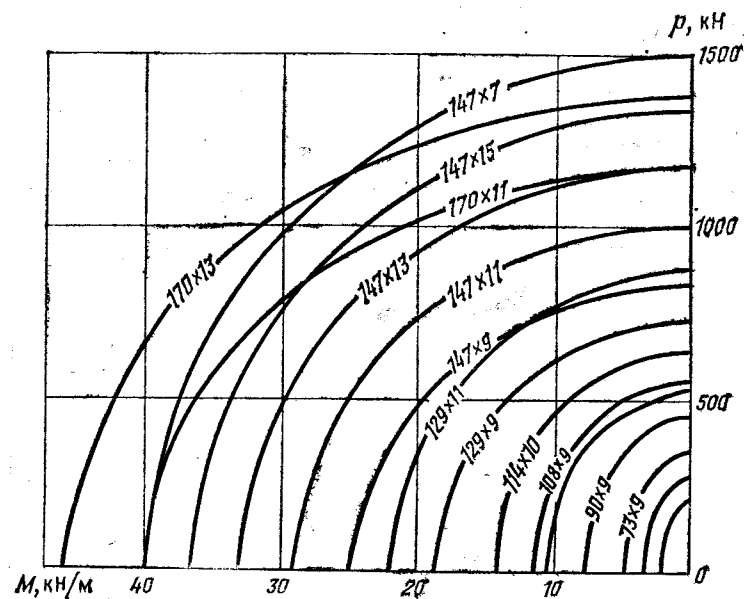


Рис. 4.11. График соотношения допустимых растягивающих нагрузок и моментов вращения для АБТ

Таблица 4.26

Приведенная плотность
алюминиевых буровых труб
с учетом массы замка

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Приведенная плотность, г/см ³
54	7,5	3,24
64	8	3,79
73	9	3,12
90	9	3,04
103	9	3,09
108	9	3,05
114	10	3,12
129	9	3,17
	11	3,11
147	9	3,21
	11	3,15
	13	3,11
	15	3,07
	17	3,04
170	11	3,16
	13	3,06

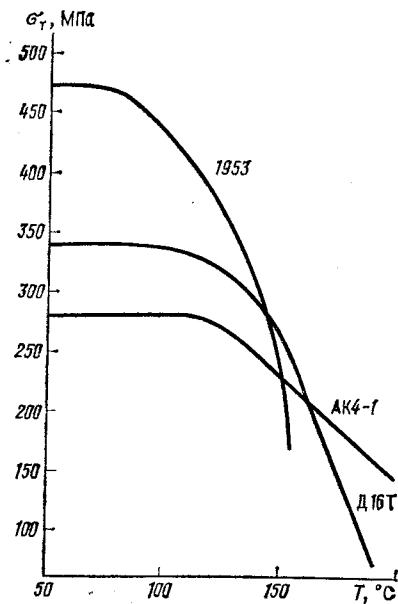


Рис. 4.12. Изменение предела текучести АБТ через 500 ч работы от температуры в скважине

4.8 Оснастка буровой колонны

Таблица 4.27

Замки для буровых труб (размеры в мм)
ГОСТ 5286—75, 7918—75, ТУ 26-02-72—76,
ТУ 41-01-208—76, ТУ 26-02-53—75

Типоразмер замка	Диаметр СБТ с концами, высаженными		Диаметр АБТ	Обо- значе- ние резьбы	Диаметр замка		Длина замка	Масса, кг
	внутри	наружу			наружный	минимальный внутренний		
3-42	42,0	—	—	3-42	57	22	355	4,7
3-50	50,0	—	54	3-50	65	28	405	6,8
3-63,5	63,5	—	—	3-63,5	83	40	480	13,0
ЗН-80	60,3	—	—	3-66	80	25	404	12
ЗН-95	73,0	—	—	3-76	95	32	431	16
ЗН-108	89,0	—	—	3-88	108	38	455	20
ЗН-113	89,0	—	—	3-88	113	38	455	23
ЗН-140	114,3	—	—	3-117	140	58	502	35
ЗН-172	139,7	—	—	3-140	172	70	560	58
ЗШ-108	73,0	—	—	3-86*	108	54	431	20
ЗШ-118	89,0	—	—	3-101	118	62	455	23
ЗШ-133	101,6	—	—	3-108*	133	72	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	—	3-121	146	80	508	38
ЗШ-178	139,7	—	—	3-147	178	101	573	61
ЗУ-86	—	60,3	—	3-73*	86	44	404	15
ЗУ-108	—	73,0	—	3-86*	108	54	431	20
ЗУ-120	—	89,0	—	3-102*	120	70	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	—	3-122*	146	82	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	—	3-133*	155	95	526	39
ЗУ-185	—	139,7	—	3-161	185	120	553	53
ЗШК-118	89 (ТБВК)	—	—	3-101	118	62	454	22
ЗШК-133	102 (ТБВК)	—	—	3-108*	133	72	506	32
ЗШК-178	140 (ТБВК)	—	—	3-147	178	101	573	61
ЗУК-108	—	73 (ТБНК)	—	3-86*	108	54	431	17
ЗУК-120	—	89 (ТБНК)	—	3-102*	120	70	468	20
ЗУК-146	114 (ТБВК)	102 (ТБНК)	—	3-122*	146	82	506	36
ЗУК-155	127 (ТБВК)	114 (ТБНК)	—	3-133*	155	95	536	38
ЗЛ-90	—	—	73	3-76	90	—	—	—
ЗЛ-108	—	—	93, 108	3-88	108	56	422	14
ЗЛ-140	114	—	114	3-121	140	80	445	21,5
ЗЛ-152	127	—	129	3-133	152	95	445	30
ЗЛ-172	—	—	147	3-147	172	110	465	40
ЗЛ-197	—	—	170	3-171	197	134	470	66

Примечания. 1. Замки изготовляют из стали марки 40ХН. 2. Твердость поверхности замка 30—37 НРС. 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 4.28

Переводники для буровых труб (размеры в мм)
ГОСТ 7360—82Е, ТУ 36-2328—80

Тип	Резьба		D	D ₁	d	L	l
	А	Б					
1	2	3	4	5	6	7	8

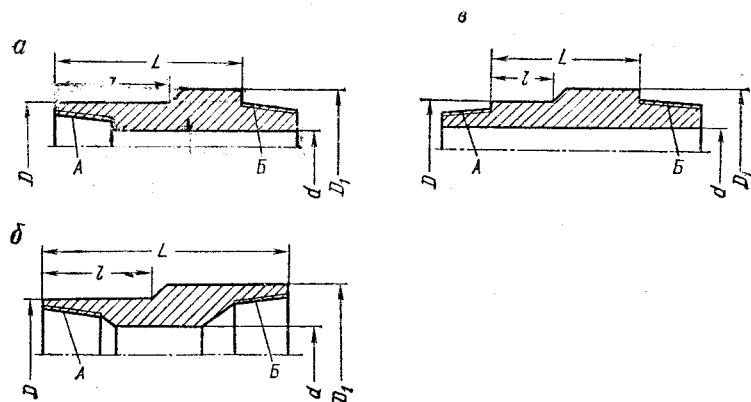


Рис. 4.13. Переводники для буровой колонны;

а — типа П; б — типа М; в — типа Н

Переходные (рис. 4.13, а)

П-73/66	3-73	3-66	86	86	25	290	—
П-76/66	3-76	3-66	95	80	25	345	170
П-76/73		3-73	95	86	44	310	170
П-76/76		3-76	95	95	32	310	—
П-76/88		3-88	95	108	38	355	170
П-86/66	3-86	3-66	108	80	25	350	170
П-86/73		3-73	108	86	44	345	170
П-86/76		3-76	108	95	32	345	170
П-86/88		3-88	108	108	38	325	—
П-88/76	3-88	3-76	108	95	32	355	170
П-88/86		3-86	108	108	54	375	—
П-88/88		3-88	113	113	38	325	—
П-88/101		3-101	118	118	58	325	—
П-88/121		3-121	108	146	58	400	180
П-101/76	3-101	3-76	118	95	32	360	180
П-101/86		3-86	118	118	54	325	—
П-101/88		3-88	118	118	38	325	—
П-101/121		3-121	118	146	52	400	180
П-101/152		3-152	118	197	70	460	180

Продолжение табл. 4.28

1	2	3	4	5	6	7	8
П-102/76	3-102	3-76	120	95	32	370	185
П-102/86		3-86	120	108	54	365	185
П-102/88		3-88	120	120	38	335	—
П-102/101		3-101	120	120	62	335	—
П-102/121		3-121	120	146	78	400	185
П-147/147	3-147	3-147	178	178	101	400	—
П-147/152		3-152	197	197	89	415	—
П-147/161		3-161	185	185	101	400	—
П-147/171		3-171	178	203	101	470	220
П-152/140	3-152	3-140	197	172	70	470	240
П-152/147		3-147	197	197	101	415	—
П-152/152		3-152	197	197	89	415	—
П-152/161		3-161	197	197	120	415	—
П-152/171		3-171	203	203	122	415	—
П-161/133	3-161	3-133	185	155	95	435	215
П-161/140		3-140	185	185	70	390	—
П-161/147		3-147	185	185	101	400	—
П-161/161		3-161	185	185	120	390	—
П-161/171		3-171	185	203	127	465	215
П-171/121	3-171	3-121	203	146	80	465	240
П-171/140		3-140	203	172	70	475	240
П-171/147		3-147	203	178	101	475	240
П-171/152		3-152	203	203	89	415	—
П-171/161		3-161	203	185	120	460	240
П-171/171		3-171	203	203	127	415	—
П-108/88	3-108	3-88	133	108	38	380	185
П-108/101		3-101	133	118	62	375	185
П-108/102		3-102	133	120	70	380	185
П-108/121		3-121	133	146	72	400	185
П-117/88	3-117	3-88	140	108	38	380	197
П-117/101		3-101	140	118	62	370	197
П-117/102		3-102	140	120	70	370	197
П-117/108		3-108	140	140	72	355	—
П-117/121		3-121	146	146	78	355	—
П-117/122		3-122	146	146	78	355	—
П-117/147		3-147	140	178	78	440	197
П-121/76	3-121	3-76	146	95	32	400	203
П-121/86		3-86	146	108	54	400	203
П-121/88		3-88	146	108	38	400	203
П-121/101		3-101	146	118	62	400	203
П-121/102		3-102	146	120	70	400	203
П-121/108		3-108	146	133	72	400	203
П-121/117		3-117	146	146	58	355	—
П-121/121		3-121	146	146	80	355	—
П-121/133		3-133	155	155	80	370	—
П-121/147		3-147	146	178	80	440	203

Продолжение табл. 4.28

1	2	3	4	5	6	7	8
П-122/88	3-122	3-88	146	108	38	390	190
П-122/101		3-101	146	118	62	385	190
П-122/102		3-102	146	120	70	385	190
П-122/108		3-108	146	133	72	385	190
П-122/117		3-117	146	146	58	355	—
П-122/121		3-121	146	146	80	355	—
П-122/147		3-147	146	178	95	430	190
П-133/108	3-133	3-108	155	133	72	405	206
П-133/117		3-117	155	140	58	410	206
П-133/121		3-121	155	155	80	370	—
П-133/122		3-122	155	155	82	370	—
П-133/147		3-147	155	178	101	440	206
П-140/133	3-140	3-133	172	155	95	440	206
П-140/147		3-147	178	178	98	400	—
П-140/171		3-171	172	203	98	470	220
П-147/108	3-147	3-108	178	133	72	430	220
П-147/117		3-117	178	140	58	435	220
П-147/121		3-121	178	146	80	440	220
П-147/122		3-122	178	146	82	430	220
П-147/133		3-133	178	155	95	440	220
П-147/140		3-140	178	178	70	400	—
Муфтовые (рис. 4.13, б)							
М-76/86	3-76	3-86	108	95	45	350	171
М-88/88	3-88	3-88	108	108	58	325	—
М-88/101		3-101	118	118	58	325	—
М-88/121		3-121	108	146	58	400	180
М-121/121	3-121	3-121	146	146	80	355	—
М-121/147		3-147	146	178	80	440	203
М-147/147	3-147	3-147	178	178	101	400	—
М-147/152		3-152	178	197	101	470	223
М-147/171		3-171	178	203	101	475	223
М-152/171	3-152	3-171	203	203	122	415	—
М-171/171	3-171	3-171	203	203	127	415	—
Ниппельные (рис. 4.13, в)							
Н-147/171	3-147	3-171	178	203	101	475	223

Таблица 4.29

Переводники для бурильных труб (размеры в мм)
ТУ 36-2328—80, ТУ 26-02-186—77

Шифр	Резьба		D	D ₁	d	L	Масса, кг
	А	Б					
Переходные (рис. 4.13, а)							
П-76/101	3-76	3-101	95	118	44	300	—
П-76/121		3-121	95	146	44	300	—
П-76/147		3-147	95	178	44	350	—
П-76/152		3-152	95	197	44	350	—
П-88/117	3-88	3-117	108	140	58	300	—
П-88/121		3-121	108	146	58	350	—
П-88/147		3-147	108	178	58	350	—
П-88/152		3-152	108	197	58	350	—
П-88/171		3-171	108	203	58	350	—
П-121/152	3-121	3-152	146	197	80	350	—
П-121/171		3-171	146	203	80	350	—
Муфтовые (рис. 4.13, б)							
М-76/76	3-76	3-76	95	95	45	300	—
РИП-I 3-76/3-88		3-88	95	108	—	425	13,5
М-76/88		3-88	95	108	45	300	—
М-76/101		3-101	95	118	45	300	—
М-76/117		3-117	95	140	45	350	—
РИП-I 3-76/3-121		3-121	95	146	—	425	19,6
М-76/121		3-121	95	146	45	350	—
РИП-I 3-76/3-147		3-147	95	178	—	425	25,3
РИП-I 3-76/3-152		3-152	95	197	—	425	38,5
РИП-I 3-76/3-171		3-171	95	203	—	445	45,3
М-88/117	3-88	3-117	108	108	58	300	—
М-88/147		3-147	108	178	58	350	—
М-88/152		3-152	108	197	58	350	—
М-88/171		3-171	108	203	58	350	—
М-88/177		3-177	108	203	58	400	—
М-88/201		3-201	108	230	58	400	—
М-121/117	3-121	3-117	146	140	80	300	—
М-121/152		3-152	146	197	80	350	—
М-121/171		3-171	146	203	80	350	—
М-121/177		3-177	146	203	80	400	—
М-121/201		3-201	146	230	80	400	—
Ниппельные (рис. 4.13, в)							
РИП-II 3-36/3-76	3-76	3-76	95	95	44	300	9,2
Н-76/76	3-76	3-76	95	95	32	350	—
Н-88/88	3-88	3-88	108	108	38	350	—
Н-101/171	3-101	3-171	118	203	62	400	—
Н-121/121	3-121	3-121	146	146	70	350	—
Н-121/147	3-121	3-147	146	178	70	400	—
Н-121/171	3-121	3-171	146	203	70	400	—

Таблица 4.30

Переводники для ведущих бурильных труб (размеры в мм)
ТУ 26-02-652—75

Шифр	Сторона квадрата	D	d	L	Масса, кг	Резьба	
						А по ГОСТ 631—75	Б по ГОСТ 6286—75

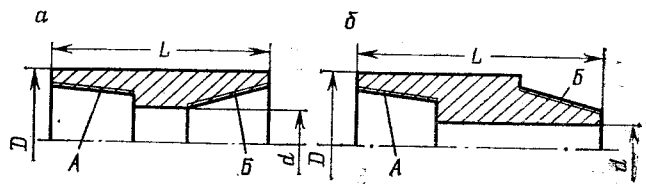


Рис. 4.14. Переводники для ведущих бурильных труб;
а — верхний; б — нижний

Верхние (рис. 4.14, а)

ПВ 65×3-76	65	95	38	260	10	73Л	3-76Л
ПВ 80×3-88	80	108	45	275	13	89Л	3-88Л
ПВ 112×3-121	121	146	80	330	23	114Л	3-121Л
ПВ 112×3-152	112	197	89	350	60	114Л	3-152Л
ПВ 112×3-171	112	203	101	375	48	114Л	3-171Л
ПВ 140×3-147	140	178	101	350	36	140Л	3-147Л
ПВ 140×3-152	140	197	89	350	55	140Л	3-152Л
ПВ 155×3-152	155	197	89	357	54	168Л	3-152Л

Нижние (рис. 4.14, б)

ПН 65×3-76	65	95	32	260	9	73	3-76
ПН 80×3-88	80	108	38	275	12	89	3-88
ПН 112×3-117	112	140	58	305	18	114	3-117
ПН 112×3-121	112	146	80	330	22	114	3-121
ПН 112×3-133	112	155	95	335	24	114	3-133
ПН 140×3-140	140	172	70	340	30	140	3-140
ПН 140×3-147	140	178	101	350	35	140	3-147
ПН 155×3-152	155	197	89	375	50	168	3-152
ПН 155×3-171	155	203	127	375	39	168	3-171

Примечание. Материал — сталь марки 40ХН; предел текучести $\sigma_T = 580$ МПа.

Таблица 4.31

Калибраторы, центраторы, стабилизаторы
ОСТ 39-078—79

Наименование	Исполнение	Вид	Тип	Вооружение
Калибратор	Лопастной с прямыми лопастями	К КА КИ	МС СТ МСТ	Твердый сплав Алмазы
	Лопастной со спиральными лопастями	КС КСА КСИ КШ	СТ СТ СТК МС	Сплав славутич Твердый сплав Алмазы Сплав славутич
	Шарошечный		СТ ТК	Шарошки с фрезерным зубом То же Твердый сплав
Центратор колонны	Лопастной с прямыми лопастями	Ц	МСТ МСТК	Твердый сплав Сплав славутич
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦС	МСТ МСТК	Твердый сплав Сплав славутич
	Шарошечный	ЦШ	МС ТК	Шарошки с фрезерным зубом Твердый сплав
Центратор забойного двигателя	Лопастной с прямыми лопастями	ЦД	МСТ МСТК	Твердый сплав Сплав славутич
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ МСТК	Твердый сплав Сплав славутич
	Шарошечный	ЦДШ	МС ТК	Шарошки с фрезерным зубом Твердый сплав
Стабилизатор лопастной	Прямые лопасти	С СС	— —	Твердый сплав То же
	Спиральные лопасти			

Таблица 4.32

Нормальный ряд диаметров калибраторов (размеры в мм)
ТУ 26-02-939—79

Наружный диаметр		Наружный диаметр		Наружный диаметр	
5 КС	10 КСИ	5 КС	10 КСИ	5 КС	10 КСИ
1	2	1	2	1	2
—	137,2	—	143,5	149,2	149,2
138,1	138,1	144,4	144,4	151,0	151,0
139,7	139,7	146,0	146,0	—	156,2
—	140,4	—	146,7	157,1	157,1
141,3	141,3	147,6	147,6	158,7	158,7
142,9	142,9	—	148,5	159,4	159,4

1	2	1	2	1	2
161,0	161,0	—	197,4	—	241,1
—	162,6	198,4	198,4	241,3	241,3
163,5	163,5	200,0	200,0	—	242,1
165,1	165,1	—	210,1	242,9	242,9
—	168,9	211,1	211,1	244,5	244,5
169,8	169,8	212,7	212,7	—	247,4
171,4	171,4	—	213,3	247,6	247,6
—	184,7	214,3	214,3	—	248,4
185,7	185,7	215,9	215,9	249,2	249,2
187,3	187,3	—	219,7	250,8	250,8
—	187,9	220,7	220,7	—	266,5
188,9	188,9	222,3	222,3	266,7	266,7
190,5	190,5	225,4	225,4	—	267,5
—	194,3	—	226,0	268,3	268,3
195,3	195,3	227,0	227,0	269,9	269,9
196,9	196,9	228,6	228,6	—	—

Таблица 4.33

Номенклатура выпускаемых калибраторов, центраторов, стабилизаторов по ОСТ 39-078—79

Вид	Тип	Диаметр, мм													
		139,7	158,7	165,7	188,3	190,5	214,3	215,9	244,5	267,5	269,9	292,9	295,3	393,7	444,5
К	МС	///						///							
	СТ														
	МСТ														
КЛС	СТ														
	СТ	///	///												
КС	СТ														
	СТ	///													
	СТК	///													
КШ	МС	///													
	СТ														
	СТК	///													
	ТК	///													
Ц	МСТ														
	МСТК														
ЦС	МСТ														
	МСТК														
ЦШ	МС														
	ТК														
ЦД	МСТ														
	МСТК														
ЦДС	МСТ														
	МСТК														
ЦДШ	МС														
	ТК														
С	—														
	—														

Опытные  Серийные 

Таблица 4.34

Калибраторы лопастные спиральные (рис. 4.15)
ТУ 26-02-839—79, ТУ 26-02-962—83

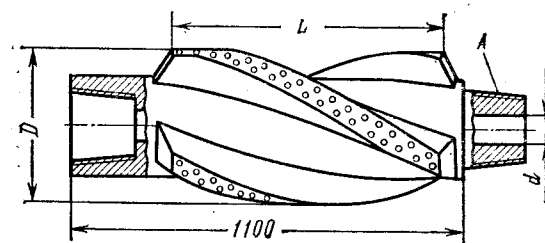


Рис. 4.15. Калибратор лопастной спиральный

Наружный диаметр D, мм	Длина, мм		d, мм	Нагрузка, кН	Присоединительная резьба
	5 КС	10 КСИ			
137,2—151,0	390	400	50	147	Не обусловлена
156,2—171,4	390	400	50	196	
184,7—187,3	435	450	50	196	
187,9—200,0	435	450	60	294	
210,1—228,6	450	480	60	294	
241,1—269,9	470	500	100	392	3-152
292,1—295,3	850	1100	90	350	

Примечание. Калибратор 5 КС... СТ армируется твердым сплавом, работоспособность 80 ч; калибратор 10 КСИ... СТК — сплавом сланутч, работоспособность 200 ч.

Таблица 4.35

Калибраторы лопастные КС (рис. 4.15)
ТУ 26-16-109—80

Шифр	D, мм	Масса, кг	Допустимые	
			нагрузка, кН	момент, кН·м
КС-295,3СТ	295,3	263	240	6,9
КС-311,1СТ	311,1	266	240	6,9
КС-320СТ	320,0	267	240	8,1
КС-349,2СТ	349,2	466	270	9,6
КС-374,6СТ	374,6	468	270	11,0
КС-381,0СТ	381,0	470	320	14,0
КС-393,7СТ	393,7	477	320	14,0
КС-444,5СТ	444,5	669	360	17,8

Примечания. 1. Гарантийный срок работы при допустимой сработке 4 мм — 180 ч. 2. Внутренний диаметр d = 80 мм.

Таблица 4.36

Опора промежуточная (размеры в мм) (рис. 4.16)
ТУ 39-01-10-388—76, ТУ 39-146—75

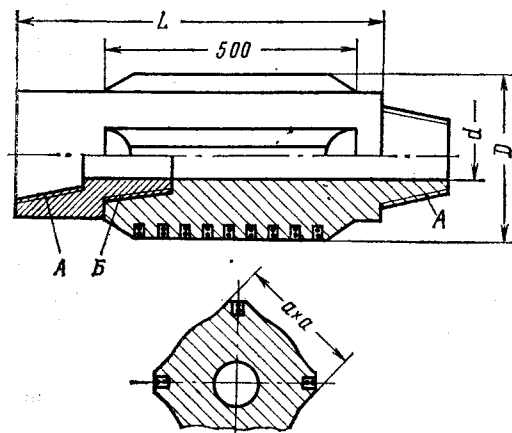


Рис. 4.16. Опора промежуточная

Шифр	Диаметр D	a	Длина L	Масса, кг	Присоединительная резьба	d
ОП-133	133	105	314	23,7	3-88	70
ОП-143	143	112	314	27,5	3-88	70
ОП-153	153	120	320	28,4	3-102	76
ОП-181	181	140	400	46,9	3-121	76
ОП-203	203	155	400	60,8	3-133	100
ОП-269	255	195	850	175,0	3-147	80

Таблица 4.37

Калибратор для роторного бурения (рис. 4.17)
ТУ 39-01-04-747—82

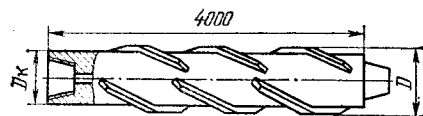


Рис. 4.17. Калибратор для роторного бурения

Шифр	D, мм	D _к , мм	Присоединительная резьба	Масса, кг
КРБ-324МСТ	340	229	3-171	1000
КРБ-324СТК	340	229	3-171	1000
КРБ-426	450	229	3-171	1200

Примечания. 1. Допустимая сработка по диаметру 7 мм. 2. Гарантийный срок работы 600 ч.

Таблица 4.38

Расширители-калибраторы
(размеры в мм) (рис. 4.18)
ТУ 26-02-554—74,
ТУ 26-02-963—83

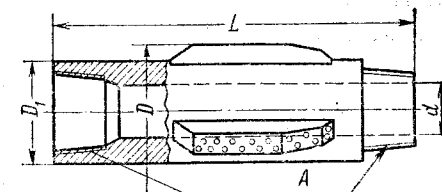


Рис. 4.18. Расширитель-калибратор

Шифр	D	Диаметр скважины	L	D ₁	d	Резьба A	Нагрузка, кг	Масса, кг
9-К215,9 МС	215,9	215,9	400	178	60	3-117	250	61
1-РЗЛ-269	269	269	780	178	80	3-147	320	114
1-РЗЛ-394	394	394	950	203	100	3-171	400	168

Примечание. Число лопастей — 3; армирование лопастей — сплав ВК8В.

Таблица 4.39

Калибраторы шарошечные
(размеры в мм) (рис. 4.19)
ОСТ 26-02-1498—76,
ТУ 41-01-044—74

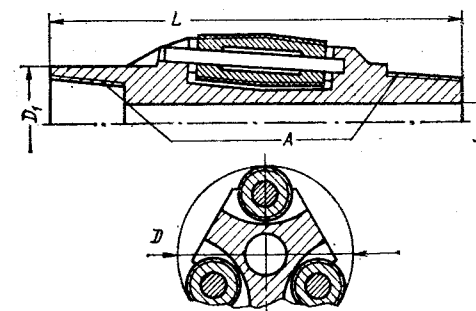


Рис. 4.19. Калибратор шарошечный

Шифр	D	D ₁	d	L	Масса, кг	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка, кН
РЗШ-76	76	70	—	485	11	3-50	—
КШЗ-244,5	244,5	178	48	980	168	3-147	300
КШЗ-250,8	250,8	178	48	980	171	3-147	300
КШЗ-269,9	269,9	178	65	980	177	3-147	300
КШЗ-295,3	295,3	203	85	980	199	3-171	400
КШЗ-311,1	311,1	203	85	980	218	3-171	400
КШЗ-320,0	320,0	203	90	980	231	3-171	400
КШЗ-349,2	349,2	203	90	1120	270	3-171	400
КШЗ-374,6	374,6	203	90	1120	280	3-171	400
КШЗ-381,0	381,0	203	90	1120	290	3-171	400
КШЗ-393,7	393,7	203	100	1180	342	3-171	400
КШЗ-444,5	444,5	203	100	1180	375	3-171	400
КШЗ-469,9	469,9	203	100	1210	406	3-171	400
КШЗ-490,0	490,0	203	100	1210	465	3-171	400

Примечание. Гарантийный срок работы шарошек 75 ч.

Таблица 4.40

Стабилизаторы гильзового типа (размеры в мм) (рис. 4.20)

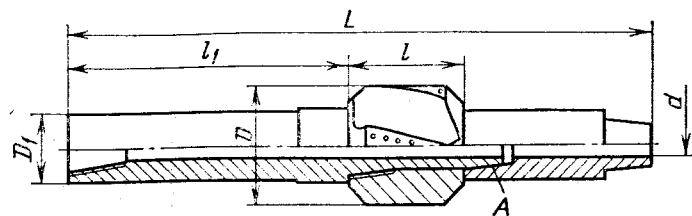


Рис. 4.20. Стабилизатор гильзового типа

Диаметр		d	l	l ₁	L	Масса, кг	Резьба А
D	D ₁						

Стабилизаторы фирмы «Кристенсен»

149,2—158,7	104,8—120,7	50,8	250	685	1195	90	3-102*
200,0—222,2	158,7—171,5	71,4	305	685	1295	205	3-133*
222,2—250,8	184,1—209,8	71,4	355	685	1345	263	3-161*
304,8—311,1	196,8—241,3	76,2	405	685	1450	453	NC-70
346,1—374,7	196,8—209,6	76,2	430	685	1475	545	NC-70
374,7—444,5	212,7—241,3	76,2	485	685	1525	590	3-201
374,7—444,5	273,0—285,8	88,9	485	685	1525	725	3-201

Стабилизаторы фирмы «Дрилко»

152,4—171,5	104,8—114,3	50,8	250	760	1295	105	3-86*
165,1—171,5	114,3—133,4	57,1	250	760	1320	140	3-102*
193,7—222,2	146,0—171,5	57,1	305	760	1400	250	3-122*
215,9—250,8	158,7—184,1	71,4	305	815	1450	280	3-133*
241,3—250,8	184,1	71,4	305	815	1475	288	3-140
241,3—311,1	196,9—209,5	76,2	305	865	1500	380	3-161
311,1	228,6—254,0	76,2	455	865	1675	600	3-177
349,2—44,5	228,6—254,0	76,2	455	865	1675	650	3-177
349,2—444,5	266,7—279,4	76,2	455	865	1675	795	3-201

Примечания. 1. Нормальный ряд наружных диаметров стабилизаторов: 149,2; 152,4; 155,6; 158,7; 161,9; 165,1; 168,3; 171,4; 193,7; 196,9; 200,0; 212,7; 215,9; 222,2; 228,6; 241,3; 244,5; 250,8; 269,9; 279,4; 304,8; 311,1; 346,1; 349,2; 374,7; 381,0; 406,4; 444,5 мм. 2. Шаг изменения наружного диаметра корпуса D₁ — 6,35 мм. 3. Масса указана при максимальных значениях D и D₁. 4. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 4.41

Стабилизатор спиральный, увеличенной длины, фирмы «Дрилко» (размеры в мм) (рис. 4.21)

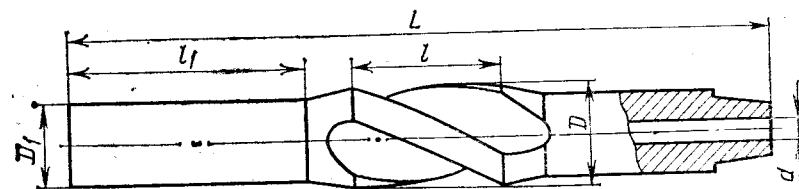


Рис. 4.21. Стабилизатор спиральный увеличенной длины

Диаметр		d	l	l ₁	L	Масса, кг
D	D ₁					
155,6—171,4	104,8—120,6	38,1	267	457	1372	117
187,3—200,0	146,0—158,7	57,1	349	457	1524	180
212,7—228,6	171,4—177,8	57,1	349	457	1524	200
241,3—250,8	177,8—203,2	57,1	349	457	1524	312
269,9—279,4	177,8—203,2	57,1	375	508	1676	330
304,8—311,2	196,9—228,6	71,4	375	508	1676	353
374,7—381,0	196,9—254,0	71,4	375	610	1829	518
414,5	196,9—279,4	71,4	375	610	1829	614

Таблица 4.42

Расширитель лопастной (рис. 4.22)

ТУ 26-16-150—83

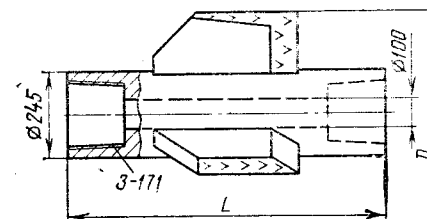


Рис. 4.22. Расширитель лопастной

Шифр	D, мм	L, мм	Масса, кг	Допустимые	
				нагрузка, кН	момент, кН·м
РЛПЗ-444,5/295,3	444,5	770	150	320	14
РЛПЗ-590/444,5	590,0	950	200	320	14
РЛПЗ-690/444,5	690,0	950	225	320	14

Примечания. 1. Типы расширителей — М и МС. 2. Гарантия моторесурса при бурении ротором 75 ч.

Таблица 4.43

Протектор-переводник ведущих штанг (размеры в мм) (рис. 4.23)
ТУ 39-01-321—77

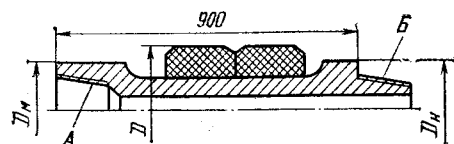


Рис. 4.23. Протектор-переводник ведущих штанг

Шифр	Шифр ведущей штанги	D	D _м	D _н	Масса, кг	Резьба	
						А	Б
ППВШ-3-171/3-147	155×155	230	203	178	147	3-171	3-147
ППВШ-3-147/3-147	140×140	200	178	178	120	3-147	3-147
ППВШ-3-147/3-133	140×140	200	178	155	85	3-147	3-133
ППВШ-3-121/3-121	115×115	168	146	146	74	3-121	3-121

Таблица 4.44

Протектор резинометаллический на бурильные трубы (размеры в мм) (рис. 4.24)
ТУ 39-01-08-761—82, ТУ 39-01-08-441—79

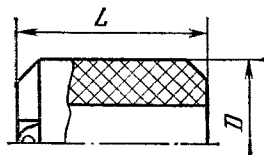


Рис. 4.24. Протектор резинометаллический на бурильные трубы

Шифр	Диаметр		D	L	Масса, кг
	бурильных труб	скважины, не менее			
ПСЗ-102/194	102	170	150	270	6,1
ПСЗ-114/219	114	195	170	270	6,9
ПСЗ-127/245	127	220	186	270	7,8
ПСЗ-129/245	129	220	185	270	7,6
ПС1-140	140	220	192	202	5,7
ПСЗ-147/245	147	220	194	270	8,8

Примечания. 1. Температура эксплуатации не выше +150 °С. 2. Содержание нефти в промывочной жидкости не более 15 %. 3. Допускается износ до диаметра, на 3 мм превышающего диаметр замка. 4. Гарантия моторесурса 1000 ч.

Таблица 4.45

Кольца резиновые для бурильных труб (размеры в мм) (рис. 4.25)
ГОСТ 6365—74

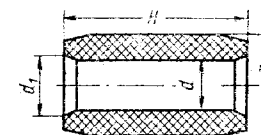


Рис. 4.25. Кольцо резиновое для бурильных труб

Тип	d	D	H	d ₁
А	50	90	155	56
Б	75	115	150	81
В	90	142	195	100
В ₁	95	150	195	105
Г	100	165	200	110
Д	120	190	210	130

Примечание. Температура промывочной жидкости с добавкой нефти до +150 °С.

Таблица 4.46

Клапаны обратные для бурильных колонн
ОСТ 39-096—79

Шифр	Диаметр D, мм	Длина L, мм	Масса, кг	Резьба А
Тарельчатые (рис. 4.26, а)				
КОБТ 80×3-66	80	240	8	3-66
КОБТ 95×3-76	95	260	9	3-76
КОБТ 108×3-88	108	270	12	3-88
КОБТ 120×3-102	120	290	25	3-102
КОБТ 133×3-108	133	310	32	3-108
Манжетные (рис. 4.26, б)				
КОБ 146×3-121	146	350	40	3-121
КОБ 155×3-133	155	375	43	3-133
КОБ 178×3-147	178	410	45	3-147
КОБ 185×3-161	185	430	55	3-161
КОБ 203×3-171	203	450	65	3-171

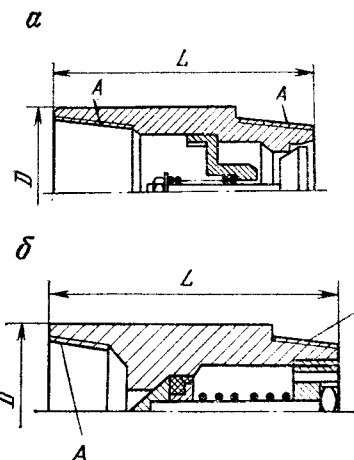


Рис. 4.26. Клапан обратный для бурильных труб:

а — тарельчатый; б — манжетный

Примечание. Гарантийный срок работы 150 ч при температуре жидкости менее 100 °С.

Таблица 4.47

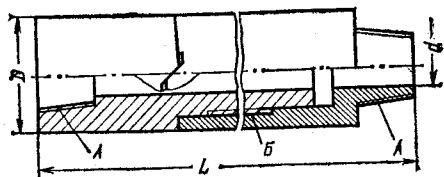
Замки безопасные (рис. 4.27)
ТУ 39-01-10-331-77

Рис. 4.27. Замок безопасный

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Момент свинчивания, кН·м	Резьба	
						B	A по ГОСТ 5286-75
ЗБ-178М	178	88	855	124	6,5—7,0	СпУп136×24	3-147
ЗБ-146М	146	68	730	62	4,5—5,0	СпУп110×24	3-121
ЗБ-118М	118	38	690	45	3,0—3,5	—	3-88

Примечание. Момент свинчивания предварительный, перед спуском.

Таблица 4.48

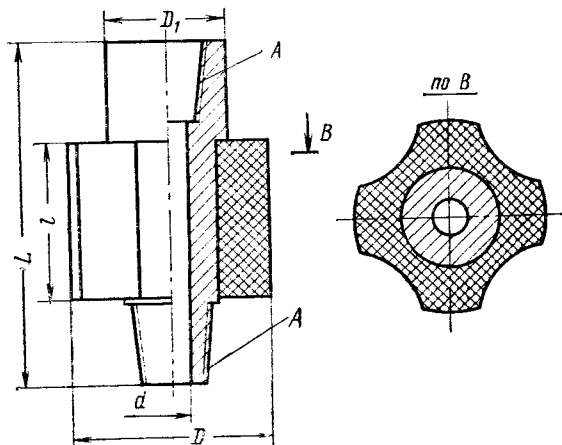
Стабилизаторы упругие (размеры в мм) (рис. 4.28)
ТУ 39-066-74

Рис. 4.28. Стабилизатор упругий

Шифр	D	D ₁	d	L	l	Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 5286-75
СУ-268	268	203	100	610	250	82	3-147
СУ-241	241	203	100	590	235	77	3-147
СУ-212	212	178	80	540	215	49	3-121

Таблица 4.49

Раздвигающиеся расширители «Локоматик» фирмы «Бейкер» (рис. 4.29)

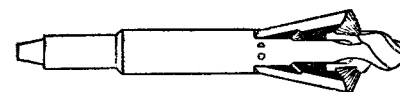


Рис. 4.29. Раздвигающийся расширитель «Локоматик» фирмы «Бейкер»

Шифр	Диаметр, мм		Присоединительная резьба
	расширителя при спуске	скважины после расширения	
2 KSA-3 ³ / ₄ × (5 ⁵ / ₈ ; 6)	95,2	142,8; 152,4	3-66
2 KSB-3 ³ / ₄ × (6 ³ / ₄ ; 7 ¹ / ₂)	95,2	171,4; 190,5	3-66
3 KSA-4 ¹ / ₄ × (6 ¹ / ₄ ; 7)	107,9	158,7; 177,8	3-66
3 KSB-4 ¹ / ₄ × (7 ⁵ / ₈ ; 8 ¹ / ₂)	107,9	193,7; 215,9	3-66
4 KSA-4 ³ / ₄ × (6—8 ¹ / ₂)	120,6	152,4; 165,1; 196,8; 215,9	3-66
4 KSB-4 ³ / ₄ × 9 ¹ / ₂	120,6	241,3	3-66
5 KSA-5 ⁹ / ₁₆ × (7 ⁵ / ₈ —9 ³ / ₄)	141,3	193,7; 203,2; 228,6; 247,7	3-88
5 KSB-5 ⁹ / ₁₆ × 11	141,3	279,4	3-88
6 KSA-6 × (7 ⁵ / ₈ —9 ⁷ / ₈)	152,4	193,7; 215,9; 228,6; 241,3; 250,8	3-88
6 KSB-6 × (10 ⁵ / ₈ —12)	152,4	269,9; 279,4; 304,8	3-88
6 KSX-6 × 13	152,4	330,2	3-88
6 KSB-6 × 10 ⁵ / ₈	152,4	269,9	3-88
7 KGA-7 ¹ / ₂ × (8 ¹ / ₂ —13)	190,5	215,9; 228,6; 241,3; 250,8; 279,4; 311,1; 330,2	3-117
7 KSB-7 ¹ / ₂ × (14; 15)	190,5	355,6; 381,0	3-117
7 KGA-7 ¹ / ₂ × (9—12 ¹ / ₄)	190,5	228,6; 279,4; 311,2	3-117
8 KGB-8 ¹ / ₂ × (14—17)	215,9	355,6; 381,0; 406,4; 431,8	3-117
8 KGB-8 ¹ / ₂ × (14; 17)	215,9	355,6; 431,8	3-117
9 KSA-9 ¹ / ₂ × (12 ¹ / ₄ —16)	241,3	311,2; 355,6; 381,0; 406,4	3-140
9 KWA-9 ¹ / ₂ × (12 ¹ / ₄ —16)	241,3	311,2; 342,9; 381,0; 406,4	3-140
9 KSB-9 ¹ / ₂ × (18; 19)	241,3	457,2; 482,6	3-140
9 KSB-10 ¹ / ₂ × (18; 21)	266,7	457,2; 533,4	3-140
10 KWA-12 × (15—22)	304,8	381,0; 444,5; 457,2; 469,9; 508; 559	3-161
10 KSA-12 ¹ / ₄ × (15—18)	311,2	381,0; 406,4; 444,5; 457,2	3-161
10 KSB-12 ¹ / ₄ × (20—24)	311,2	508; 559; 610	3-161
10 KWA-14 ³ / ₄ × 18 ¹ / ₂	374,7	469,9	3-161
10 KSA-15 × 1 ¹ / ₂ × (22—26) *	393,7	559; 610; 660	3-161
10 KWA-15 ¹ / ₂ × (20—26) *	393,7	508; 559; 610; 660	3-161
10 KWA-21 ¹ / ₂ × (28; 30) *	546,0	711; 762	3-161
11 KWA-14 ¹ / ₂ × (18 ¹ / ₂ ; 24)	368,3	469,9; 610	3-161
11 KWA-15 ¹ / ₂ × 26	393,7	660	3-161
12 KWB-18 × (24—30)	457,2	610; 660; 762	3-177
12 KWB-21 ¹ / ₂ × (34—40) *	546	864; 914; 965; 1016	3-177

Примечания. 1. В скобках указан диапазон диаметров скважины (в дюймах) после расширения при использовании комплектов съемных лап соответствующего размера. 2. Звездочкой обозначены расширители, которые могут быть изготовлены с лапами большего размера. 3. Обозначения: К — расширитель «Локоматик», S — в нижней части спиральный пилотный наконечник, G и W — в нижней части резьба для присоединения долота, А — короткий корпус, В — длинный корпус.

4.9. Расчет колонны бурильных труб на прочность

Колонну бурильных труб рассчитывают из условия приложения растягивающих нагрузок и вращающего момента (в процессе бурения) и растягивающих нагрузок с учетом сил сопротивления (при подъеме долота). В любом сечении бурильной колонны должно соблюдаться условие

$$\sqrt{\sigma_p^2 + A\tau^2} \leq \sigma_T/n,$$

где σ_p — напряжения в теле трубы рассматриваемого сечения, возникающие под действием растягивающих нагрузок, МПа; τ — напряжения в теле трубы рассматриваемого сечения, возникающие под действием вращающего момента, МПа; A — коэффициент анизотропии материала труб (для стали $A = 4$, для алюминиевых сплавов $A = 4,77$); σ_T — предел текучести материала труб в рассматриваемом сечении, МПа (табл. 4.50). В случае применения АБТ в зоне с температурой более 140 °С предел текучести выбирают по графику (см. рис. 4.12); n — коэффициент запаса прочности (при бурении вертикальных скважин роторным способом $n = 1,4$, забойными двигателями — $n = 1,3$; при бурении наклонных скважин, если градиент набора или спада кривизны превышает 4° на 100 м, $n = 1,45$ и 1,35 соответственно). При бурении в осложненных условиях коэффициенты запаса прочности необходимо увеличить на 0,05.

Таблица 4.50

Прочностные характеристики материалов труб (в МПа)

Показатель	Марка сплава			Группа прочности			
	АК-4	1953	Д16Т	Д	К	Е	Л
σ_B	364	529	430	650	700	750	800
σ_T	274	480	300	380	500	550	650
σ_{-1}	—	—	30	90—100	60—90	70—80	30—35

Расчет колонны проводят методом снизу вверх. Исходя из конкретных данных (интервал, диаметр и способ бурения), по имеющимся методикам выбирают тип забойного двигателя, диаметр и длину УБТ, типоразмер бурильных труб. Определяют приблизительно необходимое давление на выкиде бурового насоса в процессе бурения $p_{бур}$ и давление, при котором срабатывает диафрагма предохранительного клапана p_d : $1,50p_{бур} > p_d \geq 1,05p_{бур}$.

1. Процесс бурения

Максимальные нагрузки на колонну бурильных труб в процессе бурения возникают в момент резкого заклинивания любого элемента компоновки в призабойной зоне с частичным или полным поглощением циркуляции промывочной жидкости, когда ротор еще остановить не успели, а предохранительная диафрагма на

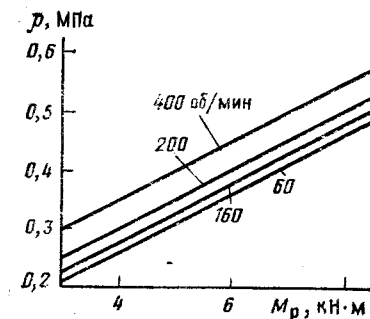


Рис. 4.30. Зависимость крутящего момента на роторе от давления в ШПМ-500 (в муфте 2ШПМ-500 $M_{кр}$ в 1,8—1,85 раза больше приведенного)

буровом насосе «сработала». Длина I секции бурильных труб в первом приближении не должна превышать

$$l_I \leq \frac{\sqrt{\frac{\sigma_T^2}{n^2} - A \frac{M_p^2 D^2}{16 I^2}} + 0,1G - 10\rho_d F_0 - 10F_I - (m_T + m_{УБТ})(1 - 0,128\rho_{ж}) \cos \alpha_i}{q_I \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_T}\right) \cos \alpha_j},$$

где F_I — площадь сечения тела трубы I секции, см²; M_p — момент, развиваемый ротором при частоте вращения, обусловленной ГТН для данного интервала бурения, и принятом давлении в муфте привода ротора, Н·м (M_p выбирают по номограмме — рис. 4.30; при чисто турбинном способе бурения он численно равен тормозному моменту забойного двигателя, но в любом случае не должен превышать допустимого момента свинчивания замкового соединения выбранного типоразмера бурильных труб); D — наружный диаметр трубы I секции, см; J — осевой момент инерции тела трубы I секции, см⁴ (берется по табл. 4.13—4.15); G — нагрузка на долото, обусловленная ГТН, Н; F_0 — площадь внутреннего канала трубы I секции, см²; m_T , $m_{УБТ}$ — массы забойного двигателя и УБТ, кг; $\rho_{ж}$, ρ_T — плотности промывочной жидкости и материала труб, г/см³ (для стальных труб $\rho_T = 7,8$ г/см³, для АБТ $\rho_T = 2,6$ г/см³); α_i — средний угол наклона ствола скважины от забоя до верхнего конца УБТ, градус (при угле наклона до 15° можно принимать $\alpha_i = 0$); q_I — масса 1 м бурильных труб I секции, кг; α_j — средний угол наклона ствола

скважины от УБТ до рассматриваемого сечения, градус (при угле наклона до 15° можно принимать $\alpha_j = 0$); σ_T и p_d в МПа.

Указанная формула предполагает, что момент, развиваемый ротором, полностью передается на забой. Фактически в глубоких и наклонных скважинах на забой передается момент $M_{заб} = M_p - M_{х.х}$, $M_{х.х}$ — момент, затрачиваемый на холостое вращение колонны буровых труб.

Зависимость $M_{х.х}$ от глубины, пространственной траектории, конфигурации сечения ствола скважины, свойств промывочной жидкости и т. п. может быть непрямолинейной. При подборе буровых труб без учета потери мощности на холостое вращение ($M_{х.х} = 0$) коэффициент запаса прочности будет несколько выше расчетной величины.

Секцию II рассчитывают аналогично по приведенной выше формуле с уменьшением числителя на величину, равную массе труб I секции с учетом потери веса в промывочной жидкости и угла наклона. Расчет проводят до тех пор, пока сумма длин секций не превысит глубины скважины. После выбора компоновки уточняют величину $p_{раб}$.

II. Подъем инструмента

При подъеме инструмента без вращения тангенциальные напряжения отсутствуют, поэтому расчет труб в любом i -м сечении можно проводить по формуле

$$P_{стр i} \leq \frac{[P_{стр}]_i}{n},$$

где $P_{стр i}$, $[P_{стр}]_i$ — фактические и допустимые растягивающие (растягивающие) нагрузки на буровые трубы в i -м сечении, Н. Значения $[P_{стр}]$ берутся из табл. 4.19—4.22, 4.25.

Растягивающая нагрузка в верхнем сечении I секции определяется в момент подъема ведущей трубы с работающими насосами по формуле

$$P_{стр I} = 1,15 [10 (m_T + m_{УБТ}) (1 - 0,128\rho_{ж}) \cos \alpha_i + Q_{соб I} + \Delta Q_I] + 10\rho_I = F_0,$$

где $Q_{соб I}$ — сила, направленная вдоль оси буровой колонны от собственного веса труб I секции, Н,

$$Q_{соб I} = 10q_I l_I \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_T}\right) \cos \alpha_i$$

1,15 — коэффициент, учитывающий силы сопротивления движению вверх рассматриваемой секции буровых труб (учитывает конфигурацию сечения ствола, свойства промывочной жидкости, силы инерции); ΔQ_I — дополнительная сила сопротивления, учитывающая силы трения, Н (определяется, если на рассматриваемом интервале есть наклонный участок ($\alpha > 15^\circ$) или участок набора (спада) кривизны); p_I — потери давления промывочной жидкости при течении в рассматриваемой секции, ниже расположенных УБТ, забойном двигателе и долоте, а также в затрубном пространстве от забоя до устья, МПа.

Дополнительные силы сопротивления на участках: наклонном

$$\Delta Q_n = 10q_n l_n \mu \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_T}\right) \sin \alpha_n;$$

криволинейном — набор или спад кривизны (первым слагаемым в формуле А. Александрова можно пренебречь из-за незначительной величины)

$$\Delta Q_k = 10Q_{ниж} \mu \psi_k (1 + 0,5\mu \psi_k + 0,167\mu^2 \psi_k^2),$$

где q_n — масса 1 м буровых труб на участке l_n , кг; l_n — длина наклонного участка в рассматриваемом интервале, м; μ — коэффициент трения стали по породе (принимается по табл. 6.14); α_n — угол наклона участка, градус; $Q_{ниж}$ — масса всех ниже расположенных труб и забойного двигателя, кг; ψ_k — суммарный угол охвата на криволинейном участке (пространственный угол искривления ствола скважины), рад; определяется по формуле Ю. Васильева

$$\psi_k = 57,3^{-1} \arccos (\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos \Delta\theta);$$

α_1 , α_2 — начальный и конечный углы искривления траектории ствола скважины в зенитной плоскости на рассматриваемом криволинейном участке, градус; $\Delta\theta$ — изменение азимутального угла искривления на криволинейном участке, градус.

Пространственный угол можно определять также по формулам А. Колесникова или А. Лубинского. Если при расчете окажется, что $[P_{стр}]_i / P_{стр i} < n$, то методом последовательного уменьшения длины l_i добиваются равенства уравнения.

Аналогично определяют длину II секции, приняв первоначально за основу ее длину, определенную в разделе «Процесс бурения». При определении дополнительных сил сопротивления в интервале II секции величина $10Q_{ниж}$ (для II секции) должна быть увеличена на ΔQ_I , аналогично для III секции — на $(\Delta Q_I + \Delta Q_{II})$.

Расчет проводят до тех пор, пока сумма длин секций не превысит глубины скважины. После расчета компоновки на страгивание проверяют буровые трубы на циклические нагрузки в интервале набора (спада) кривизны, т. е. рассчитывают на выносливость.

4.10. Расчет бурильных труб на выносливость

При роторном и турбинно-роторном способах проводки скважины трубы, расположенные в интервалах «нулевого» сечения и (или) интенсивного искривления траектории ствола, необходимо проверить на усталостную прочность (выносливость).

I. Напряжения (в МПа) изгиба в «нулевом» сечении (растягивающие нагрузки равны нулю):
на вертикальном или наклонном участке

$$\sigma_m = \frac{2,47EI f}{L^2} \frac{D_{вп}}{I_1},$$

$$\sigma_a = 0,5\sigma_m;$$

на участке набора или спада кривизны

$$\sigma_m = \frac{2,47EI f}{L^2} \frac{D_{вп}}{I_1},$$

$$\sigma_a = \frac{EI}{2R} \frac{D_{вп}}{I_1}.$$

II. Напряжение (в МПа) в растянутой части колонны, расположенной в интервале интенсивного искривления траектории ствола:

изгиба

$$\sigma_m = 0; \quad \sigma_a = \frac{EI}{2R} \frac{D_{вп}}{I_1};$$

растяжения

$$\sigma_p = 0,1Q \cdot F_1.$$

где Q — масса растянутой части колонны до рассматриваемого сечения, кг; F_1 — площадь сечения трубы по основной плоскости резьбы, см²,

$$F_1 = 0,785 (D_{вп}^2 - d_1^2),$$

$D_{вп} = D_{ср} - h$ ($D_{вп}$ — диаметр по впадине резьбы в основной плоскости; $D_{ср}$ — средний диаметр резьбы в основной плоскости, см; h — высота профиля резьбы, см); d_1 — внутренний диаметр трубы в сечении по основной плоскости резьбы, см.

В приведенных формулах: E — модуль упругости материала трубы (для СБТ $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа, для АБТ $E = 0,7 \cdot 10^5$ МПа; I — осевой момент инерции тела трубы, см⁴; I_1 — осевой момент инерции сечения трубы по впадине резьбы в основной плоскости, см⁴ ($I = 0,049 \cdot (D^4 - d^4)$, $I_1 = 0,049 (D_{вп}^4 - d_1^4)$), где D , d — соответственно наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, см); f — стрела прогиба, см ($f = 0,5 (D_{скв} - D_{замка})$); L — длина полуволны вращающейся колонны, м,

$$L = 0,0955 \sqrt[4]{\frac{11EI}{qn^2}},$$

где q — масса 1 см бурильной трубы, расположенной на УБТ, кг, n — частота вращения ротора, об/мин; R — пространственный радиус кривизны траектории ствола скважины на рассматриваемом интервале длиной l (м), см: $R = 100l/\psi_K$.

Коэффициент запаса прочности на выносливость

$$n_B = \frac{\sigma_{-1}(\sigma_n - \sigma_p)}{\sigma_B \sigma_a - \sigma_{-1} \sigma_m} \geq 1,5,$$

где σ_B — предел прочности материала трубы на разрыв, МПа; σ_{-1} — предел выносливости материала трубы при симметричном цикле изгиба, МПа (берутся из табл. 4.50).

Если коэффициент запаса прочности окажется менее 1,5, то необходимо через определенный промежуток времени заменить бурильные трубы, расположенные в рассматриваемом интервале, новыми, — в противном случае произойдет усталостный слом трубы по резьбе.

При навинчивании замков на трубы АБТ и СБТ с использованием полимерных материалов или смазки УС-1, а также при применении труб ТБВК, ТБПБ опасным сечением при расчете на выносливость является тело трубы, т. е. в формулах заменяют $D_{вп} \rightarrow D$; $d_1 \rightarrow d$; $I_1 \rightarrow I$; $F_1 \rightarrow F = 0,785 (D^2 - d^2)$.

4.11. Проверка двухразмерной бурильной колонны на прочность

Компоновка бурового снаряда: долото—турбобур—УБТ—над-долотный комплект—бурильные трубы первого типоразмера—бурильные трубы второго типоразмера.

В приведенных ниже формулах индекс «1» относится к трубам первого типоразмера, индекс «2» — к трубам второго типоразмера.

5. ПРОМЫВКА СКВАЖИНЫ

5.1. Классификация промывочных жидкостей

Промывочные жидкости классифицируются по трем основным признакам:

основе — на водной основе, эмульсии, на нефтяной основе;

плотности — облегченные (плотностью $< 1,08$ г/см³), нормальные (плотностью $< 1,26$ г/см³), утяжеленные (плотностью $> 1,26$ г/см³);

температуростойкости — нетермостойкие (до $+90$ °C), ограниченно термостойкие (до $+140$ °C), термостойкие (до $+220$ °C).

Возможны любые сочетания указанных признаков. В свою очередь, промывочные жидкости на водной основе различаются:

по отношению к проходным породам — неингибированные, ингибированные;

по составу твердой фазы — безглинистые, бентонитовые (глины < 3 %), малоглинистые (глины < 8 %), глинистые или естественно-глинистые (глины > 8 %), палыгорскитовые, глинисто-меловые, меловые.

Палыгорскитовые, глинисто-меловые и меловые промывочные жидкости по плотности не могут быть облегченными; эмульсии и промывочные жидкости на нефтяной основе являются ингибированными.

Неингибированные промывочные жидкости: вода; естественные рассолы солей; соленасыщенная крахмальная эмульсия; глинодержателевые растворы, обработанные ПУЩР, КМЦ, крахмалом и акрилатами.

Ингибированные промывочные жидкости: соленасыщенные (глиногидрогелевые, гидрогельмагниевого); калиевые (калиевые, высококалиевые, феррокалиевые, полимеркалиевые, полимерферрокалиевые); кальциевые (слабоизвестковые, известковые, гипсовые, высококальциевые, хлоркальциевые); силикатные (мало-силикатные, силикатные); алюминатные, алюминатно-калиевые; а также растворы, содержащие ионы железа (ферросульфатные, полимерферросульфатные, феррогуматные, ферроакриловые); полимерлигносульфонатные.

5.2. Растворы, рекомендуемые для бурения пород, и их состав

Таблица 5.1

Растворы для бурения

Класс пород	Породы	Влажность, %	Промывочная жидкость		
			Плотность, г/см ³	Температура, °C	Тип
I	Соль	—	1,10—1,90	100	Глиногидрогелевый
			1,30—1,90	100	Гидрогельмагниевого
			1,26—1,40	100	Соленасыщенная крахмальная эмульсия
II	Глина мягкая, пластичная	25—40	1,02—1,30	70	Феррокалиевый, высококалиевый
			1,08—1,30	90	ВИЭР, полимеркалиевый, полимерферрокалиевый
			1,25—1,28	90	Хлоркальциевый
			1,26—2,30	90	Алюминатный, алюминатно-калиевый
			1,04—1,16	120	Полимерферросульфатный
			1,08—2,00	140	БИЭР
			1,20—1,80	160	Хлоркальциевый
			1,08—2,30	180	Известково-битумный
			1,16—1,20	180	Ферроакриловый
			1,26—2,30	220	Высококальциевый, ферросульфатный
III	Глина плотная, мергель, аргиллит	15—25	1,02—1,30	70	Калиевый
			1,05—1,10	70	Малосиликатный
			1,02—1,10	80	Феррогуматный
			1,10—1,35	80	Гипсовый, силикатный
			1,18—2,30	140	Известковый
IV	Сланцы глинистые обезвоженные	2—5	1,05—2,20	100	Слабоизвестковый; безглинистый, глинистый или меловой, обработанный УЩР, КМЦ или лигносульфонатами, с низкой водоотдачей
V	Карбонатные породы, песчаник	—	1,03—1,08	70	Полимерный лигносульфонатный
			1,00—1,03	140	Вода
			1,08—1,20	140	Полимерный малоглинистый
			1,20—1,40	140	Меловой

Примечание. Промывочные жидкости для пород I класса могут применяться при проходке пород I—V классов; промывочные жидкости для пород II класса — при проходке пород II—V классов и т. д., но не наоборот.

Таблица 5.2

Наличие осложнений при бурении в глинистых породах в зависимости от осмотических давлений промывочной жидкости (π_p) и поровых вод (π_n)

Осмотические давления	Давление столба жидкости p	Возможные осложнения
$\pi_p = \pi_n$	Равно горному Больше горного Меньше горного	Нарушения не предвидятся
$\pi_p < \pi_n$	Равно горному Больше горного Меньше горного	Сужения, осыпи, обвалы стенок, образование каверн
$\pi_p > \pi_n$	Равно горному Больше горного, но $\Delta p = \Delta \pi$ Меньше или больше горного, но $\Delta p > \Delta \pi$	Нарушения не предвидятся То же Возможны осыпи, обвалы, образование каверн

Таблица 5.3

Состав и характеристика буровых растворов

Название	Компоненты	Содержание, % по массе	Параметры	Несовместимые реагенты
1	2	3	4	5
Калиевый	Глина	5—8	$\rho = 1,08$	Не указаны
	Едкий калий	0,4	$T = 20 \div 25$	
	Калий хлористый	3—4	$\Phi = 6 \div 9$	
	КССБ	4—5	$CHC_{1/10} = 0,3/0,7$	
	КМЦ-500	0,4	$pH = 8,5 \div 10,5$	Не указаны
	Флотореагент Т-66	2—3		
	Глина	3	$\rho = 1,02$	
	Едкий калий	0,2	$T = 20 \div 22$	
	Хлористый калий	5	$\Phi = 8 \div 10$	Не указаны
	КССБ	5	$CHC_{1/10} = 15/2$	
	Нефть	10	$pH = 9$	
	Глина	5	$\rho = 1,05 \div 1,30$	Не указаны
	Едкий калий	0,5	$T = 20 \div 50$	
	КССБ	1,0	$\Phi = 7 \div 7,5$	
	Калий хлористый	5	$CHC_{1/10} = 5/7$	
	ПАА + калий углекислый	0,1+0,5	$pH = 9,5$	Не указаны
	КМЦ-600	0,4—0,5		
	Флотореагент Т-66	1—1,5		
	Утяжеление баритом			

Продолжение табл. 5.3

1	2	3	4	5
Хлорка-лиевый	Глина	8—12	$\rho = 1,2 \div 1,8$	КССБ, ФХЛС, кальций хлористый, магний хлористый, гипан, ПАА, метас
	Сода кальцинированная, 10 %-ный раствор	3—5	$T = 60 \div 80$	
	Сода каустическая, 40 %-ный раствор или известь, 50 %-ный раствор	1—2,5	$\Phi = 3 \div 5$	
	Окзил	2—3	$CHC_{1/10} = 4 \div 6/6 \div 9$	
	КМЦ-500	20—30	$pH = 8,5 \div 9,5$	
	Хромпик	6—10	$K^+ = 5000 \div 7000$	
	Калий хлористый	0,5—2,0	$Ca^{2+} \leq 100$	
	Флотореагент Т-66	5—7		
	или нефть	1—1,5		
	Эмульсия полиэт-лена	8—10		
Ферро-калиевый	Железо сернокислое, 20 %-ный раствор	0,1—0,3		ГКЖ-10, КССБ, ФХЛС, ПУЩР
	Калий хлористый			
	Известь «пушонка»			
	Хроматы			
	Флотореагент Т-66			
	Глина			
	Сода каустическая			
	Гипс			
	КССБ			
	Нефть			
Гипсовый	Глина			Фосфаты, сода кальцинированная
	Сода каустическая			
	Гипс			
	КССБ			
	Нефть			
	Глина			
	Сода каустическая			
	Гипс			
	КССБ			
	Нефть			
Высоко-кальцие-вый	Глина			Фосфаты, ПУЩР, ССБ, гипан, сода кальцинированная
	ОКСБ или окзил			
	Известь, 30 %-ный раствор			
	Кальций хлористый			
	КМЦ-500 (600)			
	Хроматы			
	Нефть			
	Глина			
	Сода каустическая			
	Гипс			

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Ферро-калиевый	Железо сернокислое, 20 %-ный раствор	5—10	$\rho = 1,02 \div 1,08$	ГКЖ-10, КССБ, ФХЛС, ПУЩР
	Калий хлористый	3—7	$T = 20 \div 25$	
	Известь «пушонка»	0,5—1,5	$\Phi = 5 \div 6$	
	Хроматы	1—1,5	$CHC_{1/10} = 0/1$	
	Флотореагент Т-66	1,5—2,0		
	Глина	10—25	$\rho = 1,20—1,40$	
	Сода каустическая	0,15—0,30	$Ca^{2+} = 700 \div 1500$	
	Гипс	1,5—3,0		
	КССБ	1,0—1,5		
	Нефть	8—10		
Высоко-кальцие-вый	Глина	10—15	$\rho = 1,3 \div 2,2$	Фосфаты, ПУЩР, ССБ, гипан, сода кальцинированная
	ОКСБ или окзил	6—7	$T = 70 \div 100$	
	Известь, 30 %-ный раствор	4—6	$\Phi = 2 \div 8$	
	Кальций хлористый	0,3—0,5	$CHC_{1/10} = 9 \div 15$	
	КМЦ-500 (600)	0,3—0,8	$pH = 8,5 \div 9,0$	
	Хроматы	1,0—1,5	$Ca^{2+} = 4000 \div 5000$	
	Нефть	8—20		
	Глина			
	Сода каустическая			
	Гипс			

Утяжеление баритом до необходимой плотности

Полимер хлорка-лиевый	Полиакриламид	20—22	$\rho = 1,20 \div 1,26$	Не указаны
	Кальций хлористый	20—40	$T = 20$	
	Окзил	12—25	$\Phi = 10$	
	КМЦ-500	0,2—0,3	$pH = 6,5 \div 7$	
	Сульфоновол, 30 %-ный раствор	0,01—0,2		
	Нефть	8—10		
	Глина	8—10	$\rho = 1,2 \div 1,3$	
	Железо сернокислое, 20 %-ный раствор	5—10	$T = 40 \div 60$	
			$\Phi = 3 \div 5$	
Ферро-калиевый	Глина			ГКЖ-10, КССБ, ФХЛС, гипан, ПУЩР
	Железо сернокислое, 20 %-ный раствор			

Продолжение табл. 5.3

1	2	3	4	5
Ферро-калиевый	Калий хлористый Известь «пушонка» Окзил КМЦ-500 (600) Жидкое стекло Сульфенол, 30 %-ный раствор Нефть	3—7 0,5—1,5 12—25 0,2—0,3 2—3 0,01—0,2 8—10	$CHC_{1,10} = 2,5 \div 4/4 \div 8$ $pH = 7 \div 7,5$	

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Алюминатно-калиевый	Глина Окзил Известь, 30 %-ный раствор Сода каустическая, 10 %-ный раствор Калий хлористый Флотореагент Т-66 или нефть Алюминат натрия или цемент глиноземистый, 50 %-ный раствор	8—16 3—7 5—6 5 5—7 1,5—2,0 10—18 1,0—2,0 8—10	$\rho = 1,26 \div 2,30$ $T = 35 \div 60$ $\Phi = 2 \div 5$ $CHC_{1/10} = 2 \div 4/6 \div 9$ $pH = 10,5 \div 11,5$ $K^+ \geq 5000$	ГКЖ-10, магний хлористый, КССБ, ПУЩР, сода кальцинированная, фосфаты, акрилаты
---------------------	--	---	--	--

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Слабо-известковистый	Глина ССБ Известь, 30 %-ный раствор Сода каустическая, 40 %-ный раствор Нефть	10—20 8—10 2—3 1—2 5—7	$\rho = 1,2 \div 1,3$ $T = 35 \div 60$ $\Phi = 4 \div 8$ $CHC_{1/10} = 6/9$ $pH = 9$ $Ca^{2+} = 200$	Сода кальцинированная
Известковистый	Глинистый раствор плотностью 1,2 г/см ³ КССБ (СДБ) Известь, 30 %-ный раствор Сода каустическая, 10 %-ный раствор	Исходный 3—4 6,5—7,0 1—3	$\rho = 1,26 \div 2,30$ $T = 60 \div 70$ $\Phi = 4 \div 5$ $CHC_{1/10} = 3/6$ $pH = 9$ $Ca^{2+} = 1000 \div 1500$ $CHC_{1/10} = 0/0$ $pH = 7$	ПУЩР, фосфаты, акрилаты, сода кальцинированная
Малосиликатный	Глина Сода кальцинированная Жидкое стекло КМЦ или крахмал Жидкое стекло	5—7 0,5 3—3,5 0,3 2,5 2,0	$\rho = 1,05 \div 1,10$ $T = 24 \div 26$ $\Phi = 10 \div 12$ $CHC_{1/10} = 0,8/1,2$ $pH = 11$ Силикат натрия $> 20\ 000$	Не указаны

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Продолжение табл. 5.3

1	2	3	4	5
Ферро-гуматный	Глина кальциевая ПУЩР Железо сернокислое, 20 %-ный раствор Нефть Сульфенол, 30 %-ный раствор	2—3 10—20 0,5—1,5 8—10 0,01—0,2	$\rho = 1,02 \div 1,08$ $T = 25 \div 300$ $\Phi = 5 \div 6$ $CHC_{1/10} = 0,5 \div 1,0/1,5 \div 2,0$ $pH = 6,5 \div 7,0$	ГКЖ, глины натриевые
Ферро-сульфатный	Глина КССБ-2 Известь, 30 %-ный раствор Железо сернокислое Флотореагент Т-66 КМЦ-600	8—10 3—10 3—4 3—5 1,5—2,0 4—6	$\rho = 1,26 \div 2,30$ $T = 60 \div 70$ $\Phi = 3 \div 4$ $CHC_{1/10} = 3/6$ $pH = 6,5 \div 7,0$ $Fe^{3+} \geq 2500$	ГКЖ

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Ферро-акриловый	Глина КССБ-2 Известь, 30 %-ный раствор Железо сернокислое Флотореагент Т-66 Метас	5—6 3—5 3—4 1—3 1,5 0,2—0,3	$\rho = 1,16 \div 1,20$ $T = 25 \div 40$ $\Phi = 8 \div 10$ $CHC_{1/10} = 1/2$ $pH = 6,8 \div 8,2$	ГКЖ
Полимер-ферро-сульфонатный	Калий хлористый Полиакриламид КМЦ-500 (600), сухой Вода + сернокислое железо + мел (15 : 2 : 2) ССБ Нефть	5—7 1,0—1,5 0,8—1,2 2—3 3—5 1—2	$\rho = 1,02 \div 1,16$ $T = 18 \div 20$ $\Phi = 2 \div 6$ $CHC_{1/10} = 0/0$ $pH = 7$	КССБ, окзил, ГКЖ

Утяжеление мелом до требуемой плотности

Алюминатный	Глина ССБ Известь, 30 %-ный раствор Сода каустическая, 10 %-ный раствор Алюминат натрия или цемент глиноземистый, 50 %-ный раствор Флотореагент Т-66 или нефть	10—25 7—8 6,5—7,0 5—6 1,5—2,0 8—10 1,5—2,0 10—20	$\rho = 1,26 \div 2,30$ $T = 35 \div 60$ $\Phi = 3 \div 5$ $CHC_{1/10} = 2 \div 6/4 \div 9$ $pH = 10,5 \div 11,5$	ПУЩР, ГКЖ-10, акрилаты
-------------	---	---	---	------------------------

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Продолжение табл. 5.3

1	2	3	4	5
Соленасыщенный	Натрий хлористый Крахмал Сода каустическая Нефть	20—25 3,5—4,0 0,7—1,0 20	$\rho = 1,08 \div 1,12$ $T = 65 \div 70$ $\Phi = 2,5 \div 3,0$ $CHC_{1/10} = 0,2—$ $0,3/1,0 \div 1,5$ $pH = 7 \div 7,5$	ПУЩР, фосфаты, акрилаты
Глино-гидрогелевый	Глина Карналит Едкий натр, 30 %-ный раствор Крахмал КМЦ-500, сухая	5—6 5,5—6,0 2,5—3,0 3,5—4,0 0,1—0,2	$\rho = 1,1 \div 1,9$ $pH = 7 \div 8$ $Ca^{2+} \geq 6000$ $K^+ \geq 3000$	ПУЩР, фосфаты, лигнин

Утяжеление баритом до требуемой плотности

	Глина Бишофит Едкий натр, 30 %-ный раствор КМЦ-500, сухая Крахмал МИН-1	4—6 1,8—2,0 0,6—0,8 0,1—0,2 2,7—3,0 10—12	$\rho = 1,25 \div 1,90$ $T = 40 \div 70$ $pH = 7 \div 8$ $Mg^{2+} \geq 6000$	ПУЩР, фосфаты, лигнин
--	---	--	---	-----------------------------

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Гидрогельмагнийевый	Бишофит Жидкий натр, сухой КМЦ-500 (600), сухая Нефть Крахмал	40—50 2—3 1—2 5—7 2—3	$\rho = 1,3 \div 2,0$ $T = 30 \div 60$ $\Phi = 3 \div 6$ $CHC_{1/10} = 3/6$ $pH = 7 \div 7,5$	ПУЩР, фосфаты, лигнин
---------------------	---	-----------------------------------	---	-----------------------------

Утяжеление баритом до требуемой плотности

Полимер-лигно-сульфонатный	ФХЛС, 40 %-ный раствор ПУЩР, 20 %-ный раствор ПАА, 6 %-ный NaCl (1 : 1,2), 1,2 %-ный раствор ССБ Хроматы ПАА, 6 % + NaCl (1 : 1,2), 1,2 %-ный раствор	2,0 10,0 0,8—0,9 35—38 0,5 3,2—3,5	$\rho = 1,03 \div 1,04$ $T = 17$ $\Phi = 8 \div 9$ $CHC_{1/10} = 0/0$ $pH = 7,5$ $\rho = 1,06 \div 1,08$ $T = 17 \div 18$ $\Phi = 4 \div 7$ $CHC_{1/10} = 0/0$ $pH = 6 \div 7$	Глина, фосфаты Фосфаты
----------------------------	--	---	---	--------------------------------------

Продолжение табл. 5.3

1	2	3	4	5
Полимерный, малоглинистый	Глина Едкий натр, сухой Сода кальцинированная Гипан	8—10 0,1 0,5 0,3—0,5	$\rho = 1,08 \div 1,20$ $T = 20 \div 25$ $\Phi = 8 \div 10$ $CHC_{1/10} = 0/0$ $pH = 9$	Бишофит, кальций хлористый

Утяжеление баритом до необходимой плотности раствора

Примечание. ρ — плотность, г/см³; T — условная вязкость по СПВ-5, с; Φ — показатель фильтрации, см³/30 мин; CHC — статическое напряжение сдвига, Па; pH — водородный показатель; содержание ионов — мг/л фильтрата.

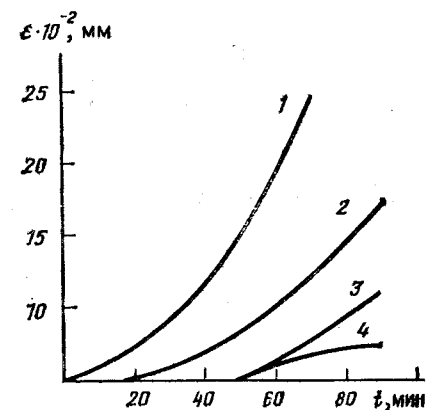


Рис. 5.1. Зависимость деформации аргиллита во времени при применении различных промывочных жидкостей:

1 — глинистый раствор, обработанный УЩР; 2 — хлоркальциевый раствор; 3 — калиевый раствор (3 % KCl + KССБ + КМЦ); 4 — калиевый раствор (3 % KCl + гипан)

Таблица 5.4

5.3. Состав и содержание растворов химических реагентов

Реагент	Концентрация, %	Порядок ввода	Содержание кг, на 1 м³	Время перемешивания, ч	Время отстоя, ч
1	2	3	4	5	6
ПУЩР	15	Вода ПУЩР Вода	600 150 Остальное	2—3	24
КМЦ	5	Вода КМЦ Вода	800 50 Остальное	2—3	—
Крахмал	8	Вода Едкий натр, сухой Крахмал Вода	800 8—10 80 Остальное	3—4	5

Продолжение табл. 5.4

1	2	3	4	5	6
Хроматы	10	Вода Бихромат К (Na)	900 100	0,5 0,5	—
ОКССБ	30	Вода КССБ, 50 %-ный рас- твор Бихромат К (Na) Вода Едкий натр, сухой	500 400 20 Остальное 15—20	1—1,5 0,3	3—5
Известь	30	Вода Известь гашеная Вода	600 300 Остальное	5—6	—
ФХЛС	40	Вода ФХЛС, сухой Вода	500 400 Остальное	2—3	12
ПАА	1,2	Вода Натрий хлористый Полиакриламид-гель Вода	500 220 180 Остальное	3—4	2
Флотореа- гент	50	Вода Флотореагент Т-66	500 500	0,1	—
Алюминат	10	Вода Алюминат натрия, сухой Вода	800 100 Остальное	1—2	—
Алюминат	50	Вода Цемент глинозemi- стый Вода	500 500 Остальное	1—1,5	—
Бишофит	50	Вода Бишофит Едкий натр, сухой	460 460 80	6—8	24

5.4. Материалы для приготовления и утяжеления промывочных жидкостей

Таблица 5.5

Химические реагенты для бурения скважин

Группа	Реагент	ГОСТ, ОСТ, ТУ
1	2	3
Умягчители воды	Тринатрийфосфат технический Натрия триполифосфат технический Натрия полифосфат	ГОСТ 201—76 ГОСТ 13493—77Е ГОСТ 20291—80

Продолжение табл. 5.5

1	2	3
Умягчители воды	Триполифосфат калия технический Сода кальцинированная, техническая Сода кальцинированная	ТУ 6-25-26—80 ГОСТ 5100—73 ГОСТ 10689—75
Ингибиторы дисперга- ции шлама	Калий хлористый Хлоркалий-электролит Кальций хлористый Бишофит Карналлит обогащенный Известь «пушонка» Известь негашеная Молоко известковое, кальциевое Минерализатор Алюминат натрия сухой Раствор алюмината натрия Цемент глиноземистый Купорос железный	ГОСТ 4568—83 ТУ 48-10-70—81 ГОСТ 450—77 ГОСТ 7759—73 ГОСТ 16109—70 ГОСТ 9179—77 ТУ 81-04-131—78 ТУ 67-09-166—81 ТУ 48-10-15—81 ТУ 48-5-52—76 ТУ 64-5-43—78 ГОСТ 969—77 ГОСТ 6981—75
Гуматы	Углекислотный реагент порошкооб- разный	ТУ 39-01-247—76
Лигнины	Нитролигнин натриевый Игетан	ОСТ 59-16—76 ТУ 59-85—76
Эфиры цел- люлозы	Карбоксиметилцеллюлоза техническая и порошковая	ОСТ 6-05-386—73 ТУ 6-09-2344—78
Фенолы Лигносуль- фонаты	Полифенол лесохимический Сульфидно-дрожжевая бражка (СДБ) Концентрат СДБ порошкообразный Конденсированная ССБ Феррохромлигносульфонат Окзил Лигносульфонаты технические ЛСТМ-1 То же, ЛСТМ-2 Стабилизатор буровых растворов	ТУ 81-05-71—80 ОСТ 81-79—74 ТУ 81-04-225—79 ТУ 39-09-22—74 ТУ 39-01-08-348—78 ТУ 84-229—76 ТУ 13-04-599—81 ТУ 13-04-600—81 ТУ 13-05-146—81
Танины	Крахмал растворимый Реагент крахмалосодержащий Крахмал модифицированный	ГОСТ 10163—76 ТУ 18-8-14—80 ТУ 18РСФСР-91—68
Акрилаты	Гипан Полиакрилонитрил Метас Метакриловый сополимер М-14ВВ Лакрис-20 Полиакриламид сухой Полиакриламид-гель технический	ТУ 6-01-166—74 ТУ 6-01-35—75 ТУ 6-01-254—74 ТУ 6-01-1070—76 ТУ 6-01-1257—81 ТУ 6-16-2531—81 ТУ 6-01-1049—81

1	2	3
Щелочи	Сода каустическая техническая Едкое кали	ГОСТ 2263—79
Хроматы	Натрия бихромат технический Калия бихромат технический	ГОСТ 2651—78Е ГОСТ 2652—78Е
Смазыва- ющие добавки	Нефть сырая Графит литейный То же, ГЛ-2 СМАД-1 Флотореагент Т-66 Петролатум Паста кожаная эмульгирующая Кислота нефтяная мылонафт Масло талловое	ГОСТ 9965—76 ГОСТ 5279—74 ОСТ 5279—74 ТУ 38-101614—76 ТУ 38-103243—79 ОСТ 38-01117—76 ГОСТ 5344—82 ГОСТ 13302—77 ТУ 13-05-130—81
Эмульга- торы	Сульфол порошкообразный » 45 %-ный раствор » 40 %-ный раствор Катанин А Эмультал Эмульсол лесохимический » ЭН-4 Стеарат алюминия Мыло сырое, сульфатное	ТУ 6-01-1001—75 ТУ 6-01-862—75 ТУ 6-01-1043—79 ТУ 6-01-97—75 ТУ 6-14-1035—79 ТУ 81-05-52—75 ТУ 38-101628—76 ТУ 84-95—78 ТУ 81-05-118—77
Пеногаси- тели	Полиэтилен низкой плотности » высокой плотности » порошкообразный » низкомолекулярный » среднего давления Жидкость кремнийорганическая ПМС То же » » Жидкость 131-86 Спирты синтетические, жирные C ₇ —C ₉ То же, C ₁₀ —C ₁₆ Синтетические жирные кислоты Реагент ВЖС Аэросил МАС-200	ГОСТ 16337—77Е ГОСТ 16338—77 ТУ 6-05-1866—78 ТУ 6-05-1837—77 ТУ 38-10258—81 ГОСТ 13032—77 ТУ 6-02-737—78 ТУ 6-02-803—78 ТУ 6-02-820—79 ТУ 6-02-583—75 ГОСТ 19652—74 ГОСТ 13937—80 ГОСТ 23239—78 ТУ 38-10743—78 ТУ 39-888—83

Таблица 5.6

Классификация химических реагентов

I. По солестойкости				
Понижи- тели	Несолестойкие	Ограниченно солестойкие, NaCl < 10 %	Солестойкие, NaCl > 10 %	Солестойкие к поливалент- ным катионам, CaCl > 0,2 %
Водо- отдачи	ПУЩР, ТЩР, КССБ	КМЦ-350, КМЦ-600, крахмал, КССБ-1	Крахмал модифициро- ванный, акрилаты, КССБ-2	КССБ-1, КССБ-2, КБЖ, КБП, КБТ, Т-66, целлотон
Вязко- сти	ПУЩР, ТЩР, фосфаты, нитро- лигнин, иттан, ПФЛХ, квебрахо	КБЖ, КБТ, КБП, окзил, ФХЛС	КМЦ-600, КМЦ-500	КБЖ, КБТ, КБП, окзил, ФХЛС

Примечание. Остальные химические реагенты, применяемые при бурении скважин, являются солестойкими к поливалентным катионам и к NaCl > 10 %.

II. По термостойкости

Нетермостойкие, T ≤ 100 °C = 20 °C	Ограниченно термостойкие, T < 160 °C	Термостойкие, T ≤ 200 °C
Гуматы, танины, лигни- ны, фосфаты, КМЦ-350, алюминат натрия, пенога- сители АМ и АС-60, жид- кость 131-86, вещества ОП-7 и ОП-10, эмульсолы, эмультал, мыло сульфатное, паста кожаная, вино- градная кислота	КМЦ-500, КМЦ-600, лигно- сульфонаты, ПФЛХ, барий углекислый, поли- этилен, оксидат ВЖС, мылонафт, катапин А	Акрилаты, ФХЛС, бихро- маты, сода каустическая и кальцинированная, соль по- варенная, калий хлористый, кальций хлористый, железо сернокислое, сульфол, сте- арат алюминия, фурфурол, графит, нефть, СМАД-1, фло- тореагент Т-66

Активность пеногасителей

1. Промывочные жидкости, минерализованные хлористым на-
трием:

полиэтилен, резиновая крошка, мылонафт, стеарат алюминия,
флотореагент Т-66;

синтетические жирные кислоты, высшие синтетические жирные
спирты;

сивушное масло, жидкость ПМС.

2. Промывочные жидкости, минерализованные хлористым
кальцием:

полиэтилен, стеарат алюминия, флотореагент Т-66, высшие
синтетические жирные спирты;

резиновая крошка;

сивушное масло, мылонафт, синтетические жирные кислоты,
жидкость ПМС.

Таблица 5.7

Сырье для приготовления промывочных жидкостей

Наименование	ГОСТ, ТУ
Глина тугоплавкая Артемовского месторождения	ОСТ 21-30—82
Глина Николаевского и Никифоровского месторождений	ОСТ 21-31—77
Глинопорошок модифицированный	ТУ 39-01-08-583—80
Сырье глинистое	ТУ 39-01-08-657—81
Глинопорошки	ТУ 39-01-08-658—81
Глина Аксанского месторождения	ТУ 6-12-53—78
Глина бентонитовая Даш-Сахалинского месторождения	ТУ 14-9-198—80
Глина Веселовского месторождения	ТУ 21-25-228—79
Сырье глинистое	ТУ 21-31-27—79
Смышляевского месторождения	
Глина порошкообразная Горбского месторождения	ТУ 6-23-9—81
Сырье глинистое Сапоговского месторождения	ТУ 67-1-1—78
Мел комовый и молотый	ГОСТ 17498—72
Мел природный обогащенный	ГОСТ 12085—73
Мел природный комовый и молотый	ОСТ 21-10—74
Карбонат кальция	ТУ 6-08-500—81
Мел молотый	ТУ 6-18-26—78
Известняк молотый	ТУ 6-12-121—81
Концентрат баритовый	ГОСТ 4682—74
Утяжелитель баритовый	ТУ 39-126—76
Утяжелитель баритовый, порошкообразный, модифицированный	ОСТ 39-128—82
Сидеритовый утяжелитель	ТУ 39-01-08-781—82

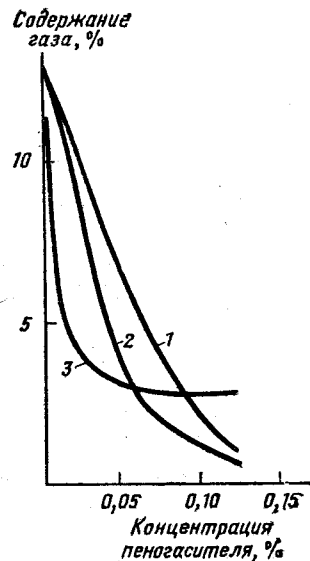


Рис. 5.2. Активность пеногасителей при обработке глинистого раствора 10% КССБ: 1 — резиновая крошка; 2 — ПЭП; 3 — ПМС-1000

Глинопорошки, ТУ 39-01-08-658—81

Виды глинопорошков:

ПБ — порошок бентонитовый, группы Б, В, Г, Д и Н;

ПБМ — порошок бентонитовый модифицированный, группы А, Б, В и Г;

ПП — порошок палыгорскитовый, группы В, Г, Д и Н;

ПКГ — порошок каолин-гидролюдиный, группы Д и Н.

Влажность глинопорошков, %: ПБ, ПБМ, ПКГ — 6—10; ПП — 16—25. Выход глинистого раствора, м³/т, не менее: группа А — 20; Б — 16; В — 12; Г — 8; Д — 5 (для ПКГ — 4); Н — <5 (для ПКГ — <4).

Обозначение (при заказе): ПБВ-саригюхский, ПКГН-черкасский.

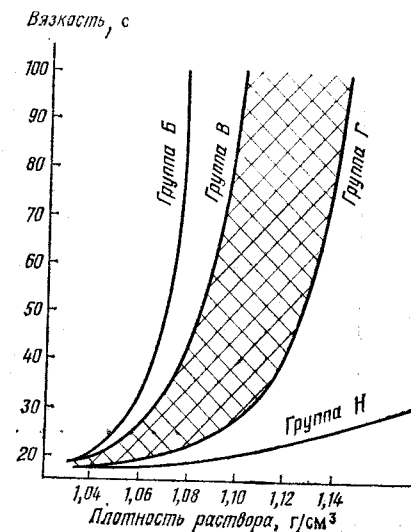


Рис. 5.3. Зависимость вязкости от плотности глинистого раствора

Концентрат баритовый (ГОСТ 4682—74)

Шифр	КБ1	КБ2	КБ3	КБ4	КБ5	КБ6
Содержание сернокислого бария, %, не менее	94	92	90	87	85	80

Примечание. Величина pH не регламентируется; влажность 2 %, при согласии получателя поставки в открытых вагонах влажность не регламентируется.

Таблица 5.8

Баритовый утяжелитель
ТУ 39-126—76

Показатели	Сорт утяжелителя		
	I	II	III
Содержание сернокислого бария, %	92	87	80
Плотность, г/см³	4,25	4,15	4,05
Влажность, %	1,5	1,5	1,5

Таблица 5.9

Утяжелитель баритовый порошкообразный модифицированный
ОСТ 39-128-82

Показатели	Шифр утяжелителя		
	УБПМ-1	УБПМ-2	УБПМ-3
Плотность, г/см ³	4,20	4,15	4,05
Влажность, %	до 2	до 2	до 2
Гидрофильность, %, не менее	80	80	80

Примечание. Применяется для утяжеления промывочных жидкостей только на водной основе.

5.5. Утяжеление промывочных жидкостей

Необходимая масса утяжелителя для доутяжеления промывочной жидкости рассчитывается по формуле

$$M = V \frac{\rho_{\text{ут}} (1 - n) (\rho_2 - \rho_1)}{\rho_{\text{ут}} - \rho_2 (1 - n + \rho_{\text{ут}} n)},$$

где M — необходимая масса утяжелителя, т; V — утяжеляемый объем промывочной жидкости, м³; $\rho_{\text{ут}}$ — плотность утяжелителя, г/см³; n — влажность утяжелителя, доли единицы; ρ_1, ρ_2 — плотность промывочной жидкости до утяжеления и после него, г/см³.

Плотность утяжелителя, г/см ³	2,6	2,9	3,8	4,2	4,25
Максимально возможная плотность промывочной жидкости, г/см ³	1,7	1,75	1,8	2,2	2,3

Таблица 5.10

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,2 г/см³ и влажностью 10 % для доутяжеления промывочной жидкости до исходной плотности при вводе 1 м³ жидких реагентов

Плотность вводимых реагентов, г/см ³	Исходная плотность промывочной жидкости, г/см ³											
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
0,90	451	617	793	982	1183	1397	1627	1875	2144	2437	2760	3120
0,95	380	546	722	911	1112	1326	1586	1804	2073	2366	2690	3050
1,00	308	474	650	839	1040	1254	1484	1732	2000	2294	2617	2977
1,05	235	400	575	765	965	1180	1410	1660	1925	2220	2545	2900
1,10	160	325	500	690	890	1105	1335	1580	1850	2145	2465	2825
1,15	80	245	420	610	810	1025	1255	1505	1775	2065	2390	2750
1,20	—	165	340	530	730	945	1175	1425	1695	1985	2310	2670
1,25	—	85	260	450	650	865	1095	1340	1610	1905	2225	2585
1,30	—	—	175	365	565	780	1010	1260	1525	1820	2145	2505
1,35	—	—	90	280	480	695	925	1170	1440	1735	2055	2415

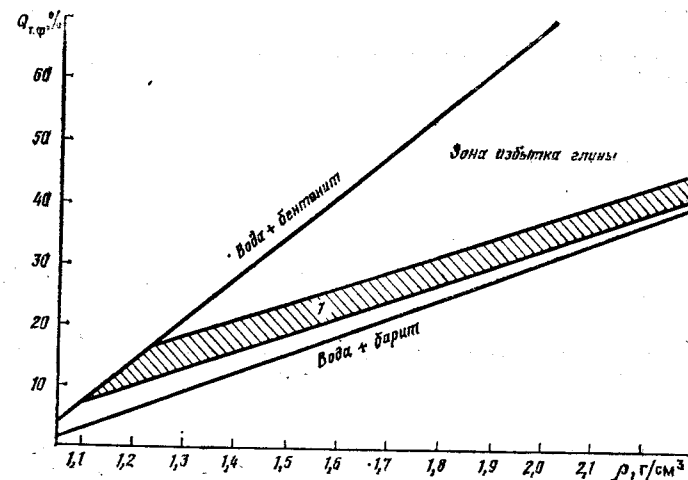


Рис. 5.4. Зависимость объемного содержания твердой фазы от плотности пресной промывочной жидкости

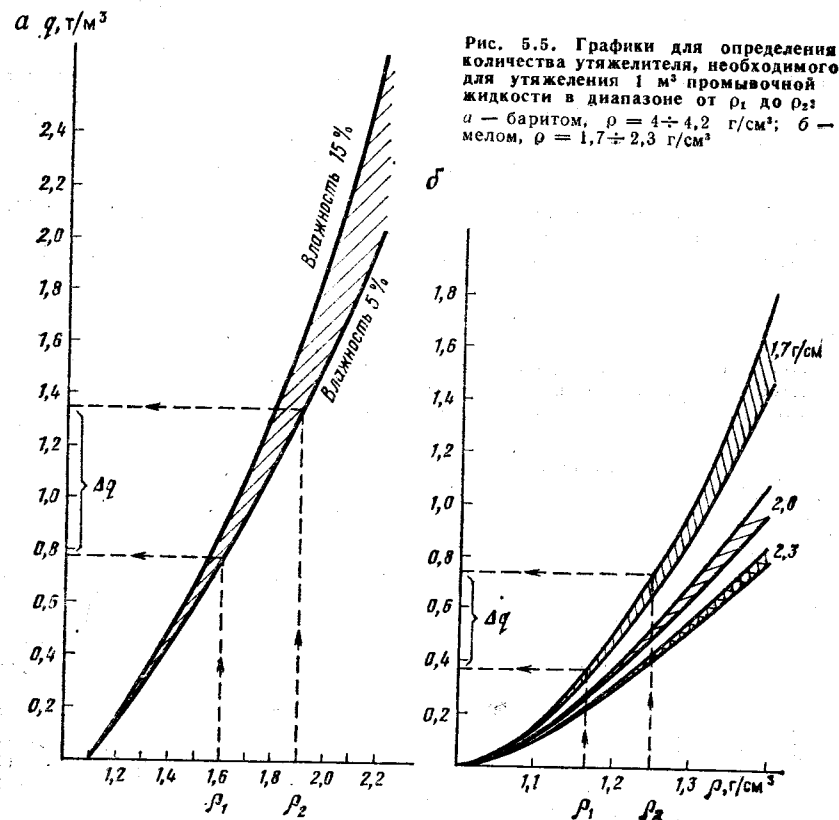


Рис. 5.5. Графики для определения количества утяжелителя, необходимого для утяжеления 1 м³ промывочной жидкости в диапазоне от ρ_1 до ρ_2 : а — баритом, $\rho = 4,2$ г/см³; б — мелом, $\rho = 1,7 \div 2,3$ г/см³

5.6. Концентрация веществ в растворах

Таблица 5.11

Концентрация каустической соды в растворах различной плотности

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,01	1,0	1,19	17,3	1,37	34,0
1,02	1,9	1,20	18,2	1,38	35,0
1,03	2,8	1,21	19,2	1,39	36,0
1,04	3,7	1,22	20,1	1,40	37,0
1,05	4,6	1,23	21,0	1,41	38,0
1,06	5,6	1,24	21,9	1,42	39,0
1,07	6,5	1,25	22,8	1,43	40,0
1,08	7,4	1,26	23,7	1,44	41,0
1,09	8,3	1,27	24,6	1,45	42,1
1,10	9,2	1,28	25,6	1,46	43,1
1,11	10,1	1,29	26,5	1,47	44,2
1,12	11,0	1,30	27,4	1,48	45,2
1,13	11,9	1,31	28,3	1,49	46,3
1,14	12,8	1,32	29,3	1,50	47,3
1,15	13,7	1,33	30,2	1,51	48,4
1,16	14,6	1,34	31,1	1,52	49,4
1,17	15,5	1,35	32,1	1,53	50,5
1,18	16,4	1,36	33,1		

Таблица 5.12

Концентрация СДБ в растворах различной плотности

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,050	10	1,155	30	1,280	50
1,075	15	1,165	35	1,315	55
1,100	20	1,220	40	1,350	60
1,130	25	1,250	45		

Таблица 5.13

Концентрация алюмината натрия в растворах различной плотности

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,023	2	1,178	16	1,360	30
1,045	4	1,205	18	1,385	32
1,065	6	1,230	20	1,410	34
1,087	8	1,255	22	1,438	36
1,108	10	1,283	24	1,461	38
1,133	12	1,310	26	1,490	40
1,153	14	1,335	28		

Таблица 5.14

Концентрация хлористого кальция в растворах различной плотности

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,08	9,8	1,16	18,1	1,24	26,2
1,10	11,8	1,18	20,0	1,26	28,2
1,12	13,9	1,20	22,1	1,28	30,2
1,14	16,0	1,22	24,2	1,30	32,2

Таблица 5.15

Концентрация извести в растворах известкового молока

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,02	2,6	1,11	14,8	1,17	23,1
1,04	5,2	1,12	16,2	1,18	24,5
1,06	7,8	1,13	17,6	1,19	25,8
1,08	10,6	1,14	19,0	1,20	27,2
1,09	12,0	1,15	20,4	1,21	28,6
1,10	13,4	1,16	21,8	1,22	30,0

Таблица 5.16

5.7. Подача насосов У8-6М, У8-7М (в л/с)

Число двойных ходов в 1 мин	Диаметр цилиндрических втулок, мм															
	200				190				180				170			
	Коэффициент наполнения															
	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7
65	50,0	45,0	40,0	39,0	44,8	40,3	35,9	31,3	40,0	36,0	32,0	28,0	34,8	31,3	27,9	24,4
60	46,2	41,5	37,0	32,3	41,4	37,2	33,1	28,9	36,9	33,2	29,5	25,8	32,2	28,9	25,8	22,6
55	42,3	38,1	33,8	29,8	37,9	34,1	30,4	26,5	33,8	30,4	27,0	23,7	29,5	26,5	23,6	20,6
50	38,4	34,6	30,8	26,9	34,4	31,0	27,6	24,1	30,7	27,7	24,6	21,5	26,8	24,1	21,5	18,8
45	34,8	31,2	27,7	24,2	31,0	27,9	24,9	21,7	27,6	24,9	22,1	19,3	24,1	21,7	19,4	16,9
40	30,8	27,7	24,6	21,6	27,6	24,8	22,1	19,3	24,3	22,1	19,7	17,2	21,4	19,3	17,2	15,0

Продолжение табл. 5.16

Число двойных ходов в 1 мин	Диаметр цилиндрических втулок, мм											
	160				150				140			
	Коэффициент наполнения											
	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7
65	30,4	27,4	24,3	21,2	26,2	23,6	21,0	18,4	18,6	16,7	14,9	13,0
60	28,1	25,3	22,4	19,6	24,2	21,8	19,4	17,0	17,2	15,5	13,7	12,0
55	25,7	23,2	20,6	18,0	22,2	20,0	17,8	15,6	15,7	14,2	12,6	11,0
50	23,4	21,1	18,7	16,4	20,2	18,2	16,2	14,2	14,3	12,9	11,5	10,0
45	21,1	18,9	16,8	14,7	18,2	16,4	14,6	12,7	12,9	11,6	10,3	9,0
40	18,7	16,9	15,0	13,1	16,2	14,6	12,9	11,3	11,5	10,3	9,2	8,0

5.8. Потери давления в элементах обвязки буровой колонны

Таблица 5.17

Потери давления в буровых трубах при течении растворов (в МПа/1000 м)

Интен- сивность промыв- ки, л/с	СБТ с замками ЗШ									
	Диаметр трубы, мм									
	114					141				
	Толщина стенки, мм									
	10		9		11		10		9	
	Длина трубы, мм									
	8	11,7	8	11,7	8	11,7	8	11,7	8	11,7
15	1,05	0,91	0,84	0,75	0,35	0,31	0,29	0,26	0,26	0,24
20	1,79	1,54	1,43	1,26	0,58	0,51	0,46	0,41	0,39	0,36
25	2,76	2,36	2,18	1,92	0,88	0,76	0,68	0,62	0,59	0,54
30	3,97	3,40	3,14	2,77	1,23	1,06	0,95	0,86	0,82	0,75
35	5,40	4,63	4,27	3,76	1,65	1,41	1,26	1,13	1,08	0,98
40	7,05	6,04	5,57	4,90	2,15	1,84	1,64	1,46	1,39	1,26
45	8,93	7,66	7,06	6,21	2,72	2,34	2,07	1,85	1,76	1,60
50	—	—	—	—	3,36	2,88	2,56	2,29	2,17	1,97
55	—	—	—	—	4,06	3,48	3,10	2,77	2,62	2,39
60	—	—	—	—	4,83	4,14	3,69	3,29	3,12	2,85

Продолжение табл. 5.17

Интен- сивность промыв- ки, л/с	АБТ						ТБПВ								
	Диаметр трубы, мм														
	129			147			114			127			140		
	Толщина стенки, мм														
	11	9	13	11	9	10	9	10	9	11	10	9			
	Длина трубы, мм														
	6—12						6—12								
15	0,40	0,34	0,31	0,28	0,25	0,59	0,54	0,33	0,30	0,21	0,20	0,19			
20	0,70	0,58	0,42	0,37	0,32	0,98	0,89	0,55	0,50	0,28	0,26	0,24			
25	0,99	0,87	0,54	0,49	0,42	1,48	1,33	0,80	0,74	0,41	0,39	0,36			
30	1,35	1,19	0,77	0,65	0,54	2,13	1,92	1,11	1,02	0,57	0,52	0,49			
35	1,79	1,59	0,99	0,88	0,75	2,90	2,61	1,50	1,38	0,74	0,69	0,64			
40	2,25	2,02	1,28	1,15	1,00	3,78	3,40	1,98	1,80	0,95	0,87	0,81			
45	2,80	2,52	1,55	1,40	1,30	4,79	4,31	2,51	2,28	1,20	1,11	1,02			
50	—	—	1,85	1,70	1,57	—	—	3,09	2,82	1,48	1,37	1,26			
55	—	—	2,21	2,01	1,86	—	—	3,74	3,41	1,79	1,65	1,53			
60	—	—	2,70	2,45	2,19	—	—	4,45	4,06	2,13	1,97	1,82			

Таблица 5.18

Потери давления в буровых и насосно-компрессорных трубах при течении растворов (в МПа/1000 м)

Интен-сивность промыв-ки, л/с	СБТ											
	Диаметр трубы, мм											
	50	63,5	73	89								
	Толщина стенки, мм											
	5,5	6,0	7	9	8	9	11					
	Длина трубы, мм											
	4,5	4,5	6	6	6	6	8	6	8	6	8	—
3	3,4	0,79	0,74	0,58	2,3	0,38	0,37	0,50	0,46	0,60	0,54	
4	5,8	1,31	1,21	0,71	3,9	0,43	0,41	0,62	0,55	0,78	0,68	
5	8,9	1,97	1,82	1,07	6,1	0,48	0,45	0,77	0,67	1,02	0,86	
6	12,8	2,77	2,55	1,50	8,7	0,55	0,50	1,00	0,85	1,44	1,21	
7	17,4	3,68	3,38	2,00	11,8	0,73	0,67	1,34	1,04	1,93	1,61	
8	—	4,74	4,36	2,55	15,4	0,93	0,85	1,72	1,46	2,50	2,08	
10	—	7,40	6,78	3,86	23,8	1,40	1,27	2,63	2,22	3,81	3,17	
12	—	10,70	9,77	5,56	34,4	1,95	1,78	3,73	3,16	5,40	4,49	
14	—	14,50	13,30	7,56	46,8	2,60	2,35	5,01	4,20	7,34	6,10	
16	—	—	—	—	—	3,38	3,06	6,54	5,49	9,59	7,96	
18	—	—	—	—	—	4,28	3,87	8,29	6,95	12,10	10,00	
20	—	—	—	—	—	5,28	4,78	10,20	8,58	15,00	12,40	
22	—	—	—	—	—	6,40	5,78	12,30	10,60	18,60	15,00	
24	—	—	—	—	—	7,60	6,75	14,60	12,60	21,60	17,80	
26	—	—	—	—	—	8,90	7,90	—	—	—	—	

Продолжение табл. 5.18

Интен- сивность промыва- ки, л/с	АБТ			НКТ						
	Диаметр трубы, мм									
	93	114	48,3	60,3	73	89				
	Толщина стенки, мм									
	9	10	4	5	6,5	5,5	7,8	6,5	8,0	
	Длина трубы, мм									
	9	12	6—12							
3	0,34	—	1,72	0,56	0,80	0,42	0,47	0,32	0,34	
4	0,35	—	2,85	0,90	1,31	0,44	0,54	0,33	0,35	
5	0,36	—	4,24	1,32	1,95	0,57	0,80	0,34	0,36	
6	0,38	—	6,10	1,83	2,70	0,79	1,10	0,35	0,38	
7	0,49	—	8,30	2,50	3,60	1,03	1,45	0,40	0,49	
8	0,62	0,27	10,80	3,20	4,65	1,30	1,83	0,50	0,62	
10	0,91	0,29	16,90	4,90	7,30	1,94	2,77	0,74	0,91	
12	1,26	0,40	24,40	7,20	10,50	2,74	3,98	1,02	1,26	
14	1,65	0,52	—	9,60	14,00	3,74	5,40	1,34	1,65	
16	2,14	0,66	—	12,50	18,40	4,80	7,00	1,74	2,14	
18	2,71	0,81	—	15,80	24,50	6,20	8,90	2,20	2,71	
20	3,35	0,98	—	19,50	—	7,60	11,00	2,71	3,35	
22	4,05	1,15	—	—	—	9,20	13,20	3,30	4,05	
24	4,85	1,36	—	—	—	11,00	—	3,90	4,85	
26	5,70	1,60	—	—	—	—	—	4,60	5,70	

Таблица 5.19

Потери давления в кольцевом пространстве при течении растворов между стенками скважины и бурильными трубами (в МПа/1000 м)

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр долота. мм											
	161		190			214				295		
	Диаметр труб, мм											
	114	114	127	140	114	127	140	147	127	140	147	
10	0,35	0,17	0,21	0,28	0,13	—	—	—	—	—	—	
15	0,70	0,17	0,24	0,45	0,13	0,15	0,18	0,20	0,1	0,1	0,1	
20	1,17	0,26	0,40	0,74	0,13	0,15	0,22	0,26	0,1	0,1	0,1	
25	1,72	0,38	0,59	1,10	0,16	0,21	0,32	0,38	0,1	0,1	0,1	
30	2,37	0,52	0,81	1,52	0,21	0,29	0,44	0,53	0,1	0,1	0,1	
35	3,22	0,68	1,06	1,99	0,28	0,38	0,58	0,69	0,1	0,1	0,1	
40	—	0,86	1,34	2,58	0,35	0,48	0,73	0,87	0,1	0,1	0,1	
45	—	—	—	—	0,43	0,59	0,90	1,07	0,1	0,1	0,1	
50	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	0,1	0,1	
55	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	0,1	0,1	
60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1	0,1	0,2	

Таблица 5.20

Потери давления в кольцевом пространстве при течении растворов между стенками скважины и УБТ (в МПа/100 м)

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр долота, мм					
	161		190	214	295	
	Диаметр УБТ, мм					
	108	146	146	178	178	203
10	0,03	0,72	—	—	—	—
15	0,05	1,49	0,06	0,08	—	—
20	0,09	2,60	0,10	0,13	0,01	0,01
25	—	4,06	0,15	0,19	0,01	0,01
30	—	5,84	0,20	0,27	0,01	0,01
35	—	7,95	0,26	0,35	0,01	0,02
40	—	—	—	0,46	0,01	0,02
45	—	—	—	0,58	0,01	0,03
50	—	—	—	—	0,02	0,02
55	—	—	—	—	0,02	0,04
60	—	—	—	—	0,02	0,05

Таблица 5.21

Потери давления при течении растворов в УБТ (в МПа/100 м)

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр УБТ, мм					
	146	146	203	178—229	203—254	254
	Диаметр канала, мм					
	68	75	80	90	100	127
10	0,14	0,08	—	—	—	—
15	0,32	0,17	0,12	0,07	0,05	—
20	0,57	0,29	0,21	0,12	0,07	0,03
25	0,89	0,46	0,33	0,18	0,11	0,04
30	1,28	0,66	0,48	0,26	0,16	0,06
35	1,74	0,90	0,65	0,36	0,21	0,08
40	2,27	1,17	0,85	0,47	0,28	0,10
45	2,88	1,48	1,07	0,60	0,35	0,13
50	—	—	1,32	0,74	0,43	0,16
55	—	—	1,60	0,89	0,53	0,19
60	—	—	1,91	1,06	0,63	0,23

Таблица 5.22

Потери давления при течении растворов в шарошечных долотах (в МПа)

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр, мм					
	161	190	214	243—269	295	394
	Площадь промывочных отверстий, см²					
	5,5	6,0	8,0	15,0	21,0	28,0
10	0,38	0,32	0,18	0,05	—	—
15	0,85	0,71	0,40	0,11	0,06	0,03
20	1,50	1,26	0,71	0,20	0,10	0,06
25	2,35	1,96	1,11	0,32	0,16	0,09
30	3,38	2,84	1,60	0,45	0,23	0,13
35	4,60	3,86	2,17	0,62	0,31	0,18
40	—	5,05	2,84	0,81	0,41	0,23
45	—	—	3,59	1,02	0,52	0,29
50	—	—	—	1,26	0,64	0,36
55	—	—	—	1,53	0,78	0,44
60	—	—	—	1,82	0,93	0,52

Таблица 5.23
Потери давления в гидромониторных насадках (в МПа)

Потери давления в гидромониторных насадках (в атм.)																
Интенсивность промывки, л/с	Диаметр насадок, мм															
	4,5		6		7		8		9		10					
	Число насадок															
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	2	3	2	3
2	9,2	2,3	1,0	3,0	0,7	0,3	1,6	0,4	0,2	0,9	—	—	—	—	—	—
3	21,0	5,0	2,3	6,6	1,7	0,7	3,6	0,9	0,4	2,1	0,5	0,2	0,3	0,1	—	—
4	37,0	9,3	4,1	11,8	3,0	1,3	6,4	1,6	0,7	3,7	0,9	0,4	0,6	0,2	0,4	0,2
5	57,0	14,3	6,4	18,4	4,6	2,0	9,8	2,5	1,1	5,8	1,5	0,6	0,9	0,4	0,6	0,3
6	—	20,7	9,2	26,3	6,6	2,9	14,2	3,6	1,6	8,4	2,1	0,9	1,3	0,6	0,9	0,4
7	—	28,5	12,7	36,0	9,0	4,0	19,3	4,8	2,2	11,4	2,8	1,3	1,8	0,8	1,2	0,5
8	—	35,0	15,5	43,0	11,8	5,2	25,5	6,4	2,8	14,8	3,7	1,6	2,4	1,0	1,5	0,7
9	—	—	21,0	—	15,0	6,6	32,0	8,0	3,6	18,7	4,7	2,1	3,0	1,3	1,9	0,9
10	—	—	25,7	—	18,4	8,2	39,6	10,0	4,4	23,4	5,8	2,6	3,6	1,6	2,4	1,1
11	—	—	31,0	—	22,3	10,0	—	12,0	5,3	28,0	7,0	3,1	4,4	2,0	2,9	1,3
12	—	—	37,0	—	26,7	12,0	—	14,3	6,3	—	8,4	3,7	5,2	2,3	3,4	1,5
13	—	—	44,0	—	31,2	14,0	—	16,8	7,5	—	9,8	4,4	6,1	2,7	4,0	1,8
14	—	—	—	—	36,0	16,0	—	19,4	8,7	—	11,4	5,1	7,1	3,2	4,7	2,1

Продолжение табл. 5.23

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр насадок, мм															
	10		11		12		13		14		15		16		18	
	Число насадок															
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
10	2,4	1,1	1,6	0,7	1,2	0,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15	5,4	2,4	3,7	1,6	2,6	1,1	1,9	0,8	1,4	0,6	—	—	—	—	—	—
20	9,5	4,2	6,4	2,8	4,6	2,0	3,3	1,5	2,5	1,1	1,9	0,8	1,4	0,6	—	—
25	14,8	6,6	10,2	4,5	7,2	3,2	5,2	2,3	3,9	1,7	2,9	1,3	2,3	1,0	1,4	0,6
30	—	9,5	14,6	6,5	10,2	4,6	7,6	3,3	5,6	2,5	4,2	1,9	3,3	1,4	2,0	0,9
35	—	—	—	8,9	—	6,2	10,2	4,6	7,6	3,4	5,7	2,6	4,4	2,0	2,8	1,2
40	—	—	—	11,6	—	8,2	—	5,9	10,0	4,4	7,5	3,3	5,8	2,6	3,6	1,6
45	—	—	—	—	—	10,3	—	7,5	—	5,6	9,5	4,2	7,4	3,3	4,6	2,0
50	—	—	—	—	—	—	—	9,2	—	6,9	—	5,2	9,0	4,0	5,7	2,5
55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8,4	—	6,3	—	4,8	6,9	3,1
60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,0	—	7,5	—	5,8	8,1	3,6
Рр, г/см³									1,0—1,4		1,4—1,7		> 1,7			
Коэффициент увеличения k									1,0		1,0—1,3		1,3—1,7			

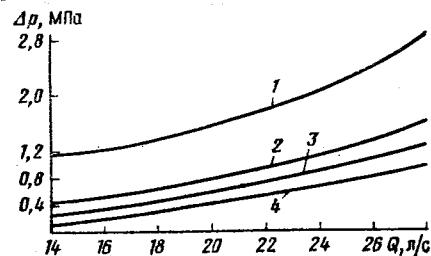


Рис. 5.6. График потерь давления в буровых головках:
1 — К-187,3/80СЗ; 2 — К-187,3/80МСЗ;
3 — К-187,3/80ТКЗ; 4 — К-187,3/80М

Потери давления в наборе КДМ-11М («Недра»)

Интенсивность промывки, л/с	15	20	25	30
Потери давления, МПа	0,6	1,1	1,75	2,4

При определении расчетной величины потерь давления необходимо соответствующие табличные значения (см. табл. 5.17—5.23) увеличить пропорционально плотности промывочной жидкости.

5.9. Рукава резиновые

Рукава резиновые напорно-всасывающие, ГОСТ 5398—76

Рукава резиновые напорно-всасывающие по назначению подразделяются на группы и классы.

Группы: 1 — всасывающие, 2 — напорно-всасывающие.

Классы: Б — для бензина, керосина и других нефтепродуктов; В — для технической воды; Г — для воздуха и других инертных газов; КЩ — для слабых растворов кислот и щелочей; П — для пищевых веществ и питьевой воды.

По температуре работоспособности для районов: Т — с тропическим климатом (от —10 до +90 °С); ХЛ — с холодным климатом (от —50 до +90 °С); не указано — с умеренным климатом (от —35 до +90 °С).

Условное обозначение при заказе: рукав (класс)—(группа)—(внутренний диаметр)—(рабочее давление в МПа) (климат района).

Таблица 5.24

Рукава резиновые напорно-всасывающие
ГОСТ 5398—76

Внутренний диаметр, мм	Длина манжеты, мм	Длина рукава, м	Масса 1 м рукава, кг, класса		
			Б и Г	В	КЩ и П
50	100	2, 3, 4, 6, 9 или 10	2,6	1,9	2,4
65	100	2, 3, 4, 6, 9 или 10	3,5	2,3	2,8
75	100	2, 3, 4, 6, 9 или 10	4,0	3,1	3,9
100	100	2, 3, 4, 6, 9 или 10	6,0	4,5	5,5
125	150	2, 3 или 4	7,5	6,3	7,3
150	150	2, 3 или 4	8,5	8,0	9,0

Примечание. Рабочее давление 0,3; 0,5 или 1,0 МПа; рабочий вакуум 0,8 МПа.

Таблица 5.25

Рукава резиновые высокого давления типов I—III
ГОСТ 6286—73

Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм			Радиус изгиба, мм			Масса 1 м рукава, кг		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
25	37	39	46	170	240	300	1,2	1,5	2,7
32	44	46	53	200	280	400	1,5	2,2	3,2
38	50	52	60	250	320	500	1,8	2,5	3,6
50	62	64	73	300	370	630	2,0	3,1	4,3

Внутренний диаметр, мм	Рабочее динамическое давление, МПа, для групп								
	А			Б			В		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
25	5,0	7,5	9,0	6,5	9,5	12,0	7,0	12,0	14,0
32	4,0	6,0	7,0	4,5	7,5	9,0	5,5	8,5	9,5
38	2,5	5,0	6,5	3,0	5,5	7,0	3,5	5,5	7,0
50	1,5	2,5	3,0	2,0	3,0	3,5	2,5	3,5	4,0

Примечания. 1. Тип: I — с одной металлической оплеткой, II — с двумя металлическими оплетками, III — с тремя металлическими оплетками. Группа: А — применение проволоки с разрывным усилием 147 Н; Б — то же, 175 Н; В — то же, 200 Н. 2. Длина рукава 10 м.

Обозначение для заказа: рукав (тип) — (внутренний диаметр) — (давление статическое/давление динамическое в кгс/см²) — (климатическая зона применения) ГОСТ 6283—78 Е.

Таблица 5.26

Рукава буровые оплеточные типов I—III
ТУ 38-105557—73

Диаметр внутренний, мм	Диаметр наружный, мм			Давление динамическое, МПа		
	I	II	III	I	II	III
38	56,6	57,8	59,0	10	15	20
50	69,6	70,8	73,2	5	10	15
65	91,0	93,4	95,8	10	15	20
76	102,0	104,4	106,8	10	15	20
100	126,0	128,4	—	5	10	—

5.10. Задвижки для обвязки буровых насосов

Таблица 5.27

Задвижки с резиновым уплотнением (размеры в мм) (рис. 5.7)
ТУ 26-02-162—75

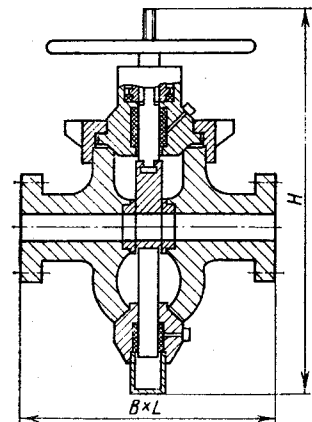


Рис. 5.7. Задвижка прямоточная

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Длина L	Ширина B	Высота H	Масса, кг
ЗПР-50/320	50	32	300	194	460	42
ЗПР-50/400	50	40	432	194	460	46
ЗПР-80/320	80	32	380	260	295	80
ЗПР-80/400	80	40	618	260	675	96
ЗПР-100/320	100	32	675	380	780	126
ЗПР-100/400	100	40	618	295	780	144

Примечания. 1. Плотность промывочной жидкости до 2,8 г/см³. 2. Температура окружающей среды от -11 до +50 °С.

Таблица 5.28

Дроссельно-запорное устройство для запуска буровых насосов
ТУ 26-02-528—73, ТУ 26-02-946—82

Шифр	Рабочее давление, МПа	Промывочная жидкость		Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
		Расход, л/с	Плотность, г/см ³			
ДЗУ-250	25	50	2,4	338	390	74
ДЗУ-400	40	50	—	310	525	62

Таблица 5.29

5.11 Вертлюги буровые (рис. 5.8)
ТУ 36-2108—78, ТУ 26-02-255—77,
ТУ 24-1-3643—78, ТУ 26-02-531—74,
ТУ 24-1-330—75, ТУ 26-02-881—80

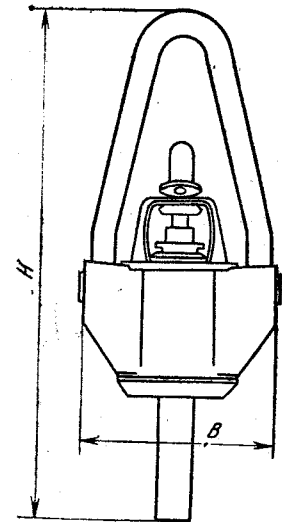


Рис. 5.8 Вертлюг буровой

Шифр	Грузоподъемность, кН	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр ствола, мм	Допустимая частота вращения ротора, об/мин	Высота H, мм	Ширина B, мм	Масса, кг
ВР-5	50	10	32	500	1010	270	71
ВР2-20	200	10	32	300	1465	430	178
ШВ 18-50	500	15	55	300	1785	575	410
ВЭ-50	500	16	60	100	1330	415	185
БУ 50 Бр-16сб	500	15	103	300	1815	645	520
БУ 75 Бр-16сб	750	20	100	300	2740	800	1226
ВБНМ-50	800	16	75	200	2270	692	750
ШВ 14-170	1700	20	75	200	2970	975	1835
ШВ 15-250	2500	25	75	200	3145	1100	1840
УВ-250	2500	25	75	200	2850	1090	2300
УВ-320	3200	32	75	200	3000	1200	2980
УВ-450	4500	40	75	150	3270	1320	3815

6. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

Таблица 6.1

6.1. Обсадные трубы (рис. 6.1)

ГОСТ 632—80, ТУ 14-3-712—78, ТУ 14-3-245—74,
ТУ 14-3-280—74, ТУ 14-3-793—78, ТУ 14-3-537—76,
ТУ 14-3-655—78, ТУ 14-3-701—78, ТУ 14-3-766—78,
ТУ 14-3-534—76, ТУ 14-3-1188—83

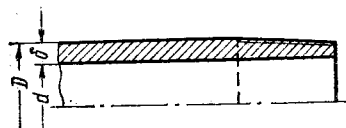


Рис. 6.1. Обсадные трубы резьбовые

D, мм	δ, мм	d, мм	Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м, кг	D, мм	δ, мм	d, мм	Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м, кг
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Трубы с треугольной резьбой, исполнение «Б» ГОСТ 632—80					177,8	5,9	166,0	1 176	24,9
114,3	5,2	103,9	265	14,0	193,7	6,9	164,0	1 352	29,1
	5,7	102,9	287	15,2		8,1	161,6	1 555	33,7
	6,4	101,5	316	16,9		9,2	159,4	1 733	38,2
	7,4	99,5	356	19,4		10,4	157,0	1 920	42,8
	8,6	97,1	400	22,3		11,5	154,8	2 083	47,2
	10,2	93,9	455	26,7		12,7	152,4	2 255	51,5
127,0	5,6	115,8	393	16,7	219,1	13,7	150,4	2 390	55,5
	6,4	114,2	441	19,1		15,0	147,8	2 560	60,8
	7,5	112,0	504	22,1		7,6	178,5	1 923	35,0
	9,2	108,6	593	26,7		8,3	177,1	2 080	38,1
	10,7	105,6	665	30,7		9,5	174,7	2 335	43,3
139,7	6,2	127,3	579	20,4	244,5	10,9	171,8	2 620	49,2
	7,0	125,7	643	22,9		12,7	168,3	2 965	56,7
	7,7	124,3	696	25,1		15,1	163,5	3 395	66,5
	9,2	121,3	805	29,5		7,9	205,7	2 520	35,1
	10,5	118,7	893	33,6		8,9	203,7	2 855	40,2
146,1	6,5	133,1	695	22,3	273,1	10,2	198,7	3 655	52,3
	7,0	132,1	740	24,0		11,4	196,3	4 015	58,5
	7,7	130,7	803	26,2		12,7	193,7	4 395	64,6
146,1	8,5	129,1	871	28,8	298,5	14,2	190,7	4 810	71,5
	9,5	127,1	954	32,0		7,9	228,7	4 105	46,2
	10,7	124,7	1 048	35,7		8,9	226,7	4 570	51,9
168,3	7,3	153,7	1 197	29,0	323,9	10,0	224,5	5 065	58,0
	8,9	150,5	1 417	35,1		11,1	222,3	5 545	63,6
	10,6	147,1	1 637	41,2		12,0	220,5	5 930	68,7
	12,1	144,1	1 818	46,5		13,8	216,9	6 665	78,7
168,3	8,9	150,5	1 417	35,1	339,7	15,9	212,7	7 480	89,5
	10,6	147,1	1 637	41,2		7,1	258,9	5 240	46,5
168,3	12,1	144,1	1 818	46,5		8,9	255,3	6 440	57,9

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5	1	2	3	4	5		
273,1	10,2	252,7	7 280	65,9	127,0	10,7	105,6	665	30,7		
	11,4	250,3	8 020	73,7		139,7	9,7	121,3	805	29,5	
	12,6	247,9	8 750	80,8			10,5	118,7	893	33,6	
	13,8	245,5	9 460	88,5			146,1	8,5	129,1	871	28,8
	15,1	242,9	10 200	96,1				9,5	127,1	954	32,0
16,5	240,1	10 970	104,5	168,3	8,9			150,5	1 417	35,1	
298,5	8,5	281,5	8 130		60,5	10,6		147,1	1 637	41,2	
	9,5	279,5	9 000		67,9	12,1		144,1	1 818	46,5	
	11,1	276,3	10 340		78,3	177,8	9,2	159,4	1 733	38,2	
	12,4	273,7	11 400		87,6		10,4	157,0	1 920	42,8	
	14,8	268,9	13 280	103,5	11,5		154,8	2 083	47,2		
323,9	8,5	306,9	10 460	66,1	12,7		152,4	2 255	51,5		
	9,5	304,9	11 580	73,6	13,7		150,4	2 390	55,5		
	11,0	301,9	13 220	84,8	15,0	147,8	2 560	60,8			
	12,4	299,1	14 710	95,2	193,7	9,5	174,7	2 335	43,3		
	14,0	295,9	16 370	106,9		10,9	171,9	2 620	49,2		
339,7	8,4	322,9	11 980	68,5		12,7	168,3	2 965	56,7		
	9,7	320,3	13 670	78,6		15,1	163,5	3 395	66,5		
	10,9	317,9	15 200	88,6		219,1	8,9	201,3	3 246	46,3	
	12,2	315,3	16 820	98,5	10,2		198,7	3 654	52,3		
	13,1	313,5	17 920	105,2	11,4		196,3	4 016	58,5		
14,0	311,7	19 000	112,2	12,7	193,7		4 395	64,6			
15,4	308,9	20 630	123,5	14,2	190,7		4 810	71,5			
351,0	9,0	333,0	14 120	75,9	244,5	8,9	226,7	4 570	51,9		
	10,0	331,0	15 560	84,1		10,0	224,5	5 065	58,0		
	11,0	329,0	16 960	92,2		11,1	222,3	5 545	63,9		
	12,0	327,0	18 350	100,3		12,0	220,5	5 930	68,7		
	377,0	9,0	359,0	17 590		81,7	13,8	216,9	6 665	78,7	
10,0		357,0	19 390	90,5	15,9	212,7	7 480	89,5			
11,0		355,0	21 160	99,3	273,1	8,9	255,3	6 440	57,9		
12,0		353,0	22 900	108,0		10,2	252,7	7 280	65,9		
406,4		9,5	387,4	23 300		93,2	11,4	250,3	8 020	73,7	
	11,1	384,2	26 900	108,3		12,6	247,9	8 750	80,8		
	12,6	381,2	30 190	122,1		13,8	245,5	9 460	88,5		
	16,7	373,0	38 810	160,1	15,1	242,9	10 200	96,1			
	426,0	10,0	406,0	28 240	102,7	16,5	240,1	10 970	104,5		
11,0		404,0	30 840	112,6	473,1	ОТТМ, ГОСТ 632—80					
12,0		402,0	33 400	122,5		114,3	6,4	101,5	316	16,9	
473,1		11,1	450,9	42 930			125,9	7,4	99,5	356	19,4
		11,1	485,8	53 410			136,3	8,6	97,1	400	22,3
	12,7	482,6	60 530	155,1			10,2	93,9	455	26,7	
	16,1	475,8	75 200	195,6	127,0		6,4	114,2	441	19,1	
	508,0	ОТТГ, ГОСТ 632—80					7,5	112,0	504	22,1	
8,6		97,1	400	22,3		114,3	6,4	101,5	316	16,9	
10,2		93,9	455	26,7			7,4	99,5	356	19,4	
114,3		9,2	108,6	593			26,7	8,6	97,1	400	22,3
		10,2	93,9	455	26,7		10,2	93,9	455	26,7	
	127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0	6,4	114,2	441	19,1
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0	504	22,1	
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0	6,4	114,2	441
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9	455	26,7	7,5	112,0			504	22,1
	127,0		9,2	108,6	593	26,7	127,0			6,4	114,2
		10,2	93,9	455	26,7	7,5		112,0		504	22,1
		127,0	9,2	108,6	593	26,7		127,0		6,4	114,2
10,2			93,9	455	26,7	7,5			112,0	504	22,1
127,0			9,2	108,6	593	26,7			127,0	6,4	114,2
	10,2		93,9								

1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
127,0	9,2 10,7	108,6 105,6	593 665	26,7 30,7	323,9	9,5 11,0 12,4	304,9 301,9 299,1	11 580 13 220 14 710	73,6 84,8 95,2
139,7	6,2 7,0 7,7 9,2 10,5	127,3 125,7 124,3 121,3 118,7	579 643 696 805 893	20,4 22,9 25,1 29,5 33,6	339,7	9,7 10,9 12,2	320,3 317,9 315,3	13 670 15 200 16 820	78,6 88,6 98,5
Зарубежные трубы									
146,1	6,5 7,0 7,7 8,5 9,5 10,7	133,1 132,1 130,7 129,1 127,1 124,7	695 740 803 871 954 1 048	22,3 24,0 26,2 28,8 32,0 35,7	114,3	6,35 7,37 8,56	101,6 99,56 97,18	314 355 400	16,9 19,4 22,3
168,3	8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	1 417 1 637 1 818	35,1 41,2 46,5	127,0	7,52 9,19	111,96 108,62	505 593	22,1 26,7
177,8	8,1 9,2 10,4 11,5 12,7	161,6 159,4 157,0 154,8 152,4	1 555 1 733 1 920 2 085 2 255	33,7 38,2 42,8 47,2 51,5	139,7	7,72 9,17 10,54	124,26 121,36 118,62	698 803 896	25,1 29,5 33,6
193,7	9,5 10,9 12,7	174,7 171,9 168,3	2 335 2 620 2 965	43,3 49,2 56,7	168,3	8,94 10,59 12,06	150,42 147,12 144,18	1 420 1 635 1 815	35,1 41,2 46,5
219,1	8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	201,3 198,7 196,3 193,7 190,7	3 245 3 655 4 015 4 395 4 810	46,3 52,3 58,5 64,6 71,5	177,8	9,19 10,36 11,51 12,65 13,72	159,42 157,08 154,78 152,5 150,36	1 730 1 915 2 085 2 245 2 390	38,2 42,8 47,2 51,5 55,5
244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8	226,7 224,5 222,3 220,5 216,9	4 570 5 065 5 545 5 930 6 665	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7	193,7	9,52 10,92 12,70	174,66 171,86 168,3	2 340 2 625 2 965	43,3 49,2 56,7
273,1	8,9 10,2 11,4 12,6	255,3 252,7 250,3 247,9	6 440 7 280 8 020 8 750	57,9 65,9 73,7 80,8	219,1	11,43 12,70 14,15	196,24 193,7 190,8	4 025 4 395 4 800	58,5 64,6 71,5
298,5	9,5 11,1 12,4	279,5 276,3 273,7	9 000 10 340 11 400	67,9 78,3 87,6	244,5	11,05 11,99 13,84	222,4 220,52 216,82	5 520 5 920 6 680	63,6 68,7 78,7
					273,0	11,43 12,57 13,84 15,11	250,14 247,86 245,32 242,78	8 030 8 720 9 470 10 190	73,7 80,7 88,5 96,1
					298,4	12,42	273,56	11 410	87,6

Таблица 6.2

Трубы обсадные безмуфтовые (рис. 6.2)

ТУ 14-3-485—76, ТУ 14-3-656—78, ТУ 14-3-714—78

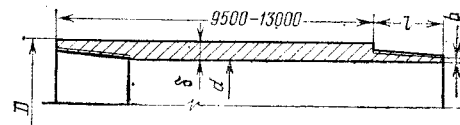


Рис. 6.2. Обсадные трубы безмуфтовые

D, мм	δ, мм	d, мм	Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м трубы, кг
114,3	8 9 10 11	98,3 96,3 94,3 92,3	380 416 450 482	20,9 23,3 25,7 28,0
127,0	8 9 10 11	111,0 109,0 107,0 105,0	532 584 634 680	23,5 26,2 28,8 31,5
139,7	10 11	119,7 117,7	862 928	32,1 35,0
168,3	10 11 12	148,3 146,3 144,3	1564 1690 1810	39,0 42,6 46,2
177,8	8 9 10 11 12	161,8 159,8 157,8 155,8 153,8	1542 1705 1862 2015 2160	33,6 37,3 41,4 45,0 49,0
193,7	8 9 10 12 14	177,7 175,7 173,7 169,7 165,7	2012 2228 2437 2834 3204	36,7 41,1 45,4 53,9 62,2
219,1	8 9 10 11 12	203,1 201,1 199,1 197,1 195,1	2954 3280 3590 3895 4190	41,6 46,6 51,5 56,4 61,3
244,5	8 9 10 11 12 14	228,5 226,5 224,5 222,5 220,5 216,5	4155 4615 5065 5500 5930 6740	46,5 52,4 58,0 63,5 69,0 79,8

Примечание. Длина резьбы зависит от b ; при $\delta = 8+9$ мм $b = 0,5$ мм; при $\delta = 10,11$ мм $b = 1$ мм; при $\delta = 12$ мм $b = 2$ мм; при $\delta = 14$ мм $b = 3,5$ мм.

Таблица 6.3

Трубы обсадные безмуфтовые раструбные (размеры в мм) (рис. 6.3)

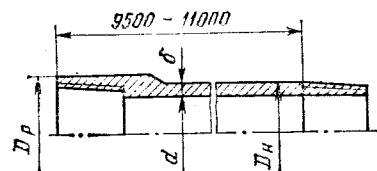


Рис. 6.3. Обсадные трубы раструбные

Диаметр трубы Dн	Толщина стенки δ	Диаметр внутренний d	Раструб		Осевой момент инерции, см ⁴	Масса 1 м, кг
			диаметр Dp	длина		

ТУ 14-3-812-79

139,7	9,1	121,7	154	108	793	29,1
	10	119,7			862	32,1
	11	117,7			928	35,0

ГОСТ 632-80

127,0	9,2	108,6	136	104	593	26,7
139,7	9,2 10,5	121,3 118,7	149	108	805 893	29,5 33,5
146,1	9,5 10,7	127,1 124,7	156	108	954 1048	32,0 35,7
168,3	8,9 10,6 12,1	150,5 147,1 144,1	178	112	1417 1637 1818	35,1 41,2 46,4
177,8	9,2 10,4 11,5 12,7	159,4 157,0 154,8 152,4	187	116	1733 1920 2083 2255	38,2 42,7 47,1 51,3
193,7	9,5 10,9 12,7	174,7 171,9 168,3	206	120	2335 2620 2965	43,3 49,2 56,6

Таблица 6.4

Сортамент обсадных труб исполнения «Б»
ГОСТ 632-80

Диаметр, мм	Толщи- на, мм	Треугольная резьба		ОТТМ	ОТТГ	ТБО
		короткая	удлиненная			
1	2	3	4	5	6	7
114,3	6,4 7,4 8,6	ДКЕ ДКЕ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМР ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ	— — —
127,0	6,4 7,5 9,2	ДКЕ ДКЕЛ ДКЕЛМРТ	— ДКЕ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ
139,7	6,2 7,0 7,7 9,2 10,5	ДКЕ ДКЕ ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ
146,0	6,5 7,0 7,7 8,5 9,5 10,7	ДКЕ ДКЕ ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ
168,3	7,3 8,9 10,6 12,1	ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ
177,8	6,9 8,1 9,2 10,4 11,5 12,7	ДКЕ ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ
193,7	7,6 8,3 9,5 10,9 12,7	ДКЕ ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ
219,1	7,7 8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	ДКЕ ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — — —

1	2	3	4	5	6	7
244,5	7,9 8,9 10,0 11,1 12,0 13,8	ДКЕ ДКЕЛМ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— ДКЕЛМ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — — —
273,1	7,1 8,9 10,2 11,4 12,6 13,8	ДКЕ ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — — —	— ДКЕЛМ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ —	— — ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ —	— — — — — —
298,5	8,5 9,5 11,1 12,4 14,8	ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — — —	— ДКЕЛМ ДКЕЛМ ДКЕЛМ —	— — — — —	— — — — —
323,9	9,5 11,0 12,4 14,0	ДКЕ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ ДКЕЛМРТ	— — — —	ДКЕЛМ ДКЕЛМ ДКЕЛМ —	— — — —	— — — —
339,7	9,7 10,9 12,2 13,1 14,0	ДКЕ ДКЕ ДКЕ ДКЕ ДКЕ	— — — — —	ДКЕ ДКЕ ДКЕ — —	— — — — —	— — — — —
351,0	9,0 10,0 11,0 12,0	ДК ДК ДК ДК	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
377,0	9,0 10,0 11,0 12,0	ДК ДК ДК ДК	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
406,4	9,5 11,1 12,6	ДК ДК ДК	— — —	— — —	— — —	— — —
426,0	10,0 11,0 12,0	ДК ДК ДК	— — —	— — —	— — —	— — —
473,1	11,1	ДК	—	—	—	—
508,0	11,1	ДК	—	—	—	—

Трубы обсадные под сварку, ТУ 14-3-325—74 (рис. 6.4, а). Сталь 20ХГ2Б, группа прочности материала труб — Е, Л. Наружные диаметры труб 219,1 и 244,5 мм; толщина стенок 8, 9, 10 и 12 мм; длина труб 9500—13 000 мм. Остальные требования согласно ГОСТ 632—80.

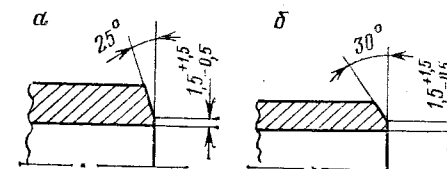


Рис. 6.4. Обсадные трубы:
а — под сварку; б — под контактную сварку

Трубы обсадные под контактную сварку, ТУ 14-3-461—76 (рис. 6.4, б). Группа прочности материала труб — Д, К, Е; диаметры труб от 219,1 до 324 мм; толщина стенки 8—12 мм. Остальные требования согласно ГОСТ 632—80.

6.2. Маркировка зарубежных обсадных труб

Стандарты 5А, 5АХ АНИ

Последовательность маркировки: название изготовителя — монограмма АНИ—диаметр трубы—масса 1 фута (толщина стенки)—марка стали—способ изготовления трубы—тип стали — длина трубы — общая масса трубы — тип резьбы. Размерность в английской системе мер: дюймы, фут/фунт, футы и дюймы, фунты.

Для труб, поставляемых по договору с СССР, вместо массы 1 фута указывается толщина стенки. Размерность в метрической системе мер: мм, м, кг, 1 кг/м = 1,49 фунт/фут.

Марка стали: Н, J, C1—C4, N, P (C1—C4 — стали группы прочности С, различающиеся по химическому составу).

Способ изготовления: S — бесшовные, E — электросварные.

Тип стали: В — бессемеровская, ВО — кислородно-конверторная.

Тип резьбы: закругленного профиля с короткой резьбой «Раунд Трэд» или «CSG»; то же, с длинной резьбой «Раунд Трэд» или «LCSG»; «Батресс» или «BCSG»; «Экстрем-Лайн» или «XCSG».

Если трубы опрессованы давлением, превышающим стандартное, наносят слово «Тэстэд»; если трубы проверены неразрушающими методами контроля, наносят буквы «SRI».

Цвет краски для маркировки труб из стали марки: Н-40 — черный, J-55, — светло-зеленый, С-75 — синий, N-80 — красный, Р-110 — белый.

Таблица 6.5

Соотношение толщины стенки и массы 1 фута зарубежных обсадных труб

Диаметр трубы, мм	Масса 1 фута, фунт	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, мм	Масса 1 фута, фунт	Толщина стенки, мм
114,3	11,6	6,35	219,1	36,0	10,16
	13,5	7,37		40,0	11,43
	15,1	8,56		44,0	12,70
				49,0	14,15
127,0	15,0	7,52	244,5	40,0	10,03
	18,0	9,19		43,5	11,05
	21,0	10,72		47,0	11,99
	23,2	12,70		53,5	13,84
139,7	17,0	7,72	273,0	58,4	15,11
	20,0	9,19		61,1	15,87
	23,0	10,54		71,5	19,05
168,3	24,0	8,94	298,5	51,0	11,43
	28,0	10,59		55,5	12,57
	32,0	12,06		60,7	13,84
				65,7	15,11
177,8	23,0	8,05	339,7	69,7	16,51
	26,0	9,19			
	29,0	10,36		60,0	12,42
	32,0	11,50		65,0	13,56
193,7	35,0	12,65	406,4	71,0	14,78
	38,0	13,72		72,0	13,05
				75,0	13,97
				83,0	15,44
	26,4	8,33		86,0	15,87
	29,7	9,52		97,0	18,26
	33,7	10,92		107,0	16,66
	39,0	12,70			
	45,3	15,11		107,0	16,66

Таблица 6.6

6.3. Давления опрессовки (в МПа)

Наруж- ний диа- метр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала трубы					
		Д	К	Е	Л	М	Р
1	2	3	4	5	6	7	8

Трубы с любой резьбой, исполнение «Б», ГОСТ 632—80

114,3	6,4	34	45	50,5	—	—	—
	7,4	39,5	52	58	69	80	98
	8,6	46	60	67,5	80,5	93	114
127,0	6,4	30,5	40,5	45,5	—	—	—
	7,5	36	47	53	63	73	89,5
	9,2	44	58	65	77,5	89,5	110

Продолжение табл. 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8
139,7	6,2	27	35,5	40	—	—	—
	7,0	30,5	40	45	—	—	—
	7,7	33,5	44	49,5	59	68	83,5
	9,2	40	52,5	59	70,5	81,5	100
	10,5	45,5	60	67,5	80,5	92	114
146,1	6,5	27	33,5	40	—	—	—
	7,0	29	38,5	43	51	—	—
	7,7	32	42	47,5	56,5	65,5	80,5
	8,5	35,5	46,5	52,5	62,5	72	88,5
	9,5	39,5	52	59	69,5	80,5	99
168,3	10,7	44,5	58,5	66	78,5	91	111,5
	7,3	26,5	34,5	39	46,5	—	—
	8,9	32	42,5	47,5	56,5	65,5	80,5
	10,6	38,5	50,5	56,5	67,5	78	95,5
	12,1	43,5	57,5	64,5	77	89	109
177,8	6,9	23,5	31	35	—	—	—
	8,1	27,5	36,5	41	48,5	—	—
	9,2	31,5	41,5	46,5	55,5	64	78,5
	10,4	35,5	47	52,5	62,5	72,5	89
	11,5	39,5	51,5	58	69	80	98
193,7	12,7	43,5	57	64	76,5	88,5	108,5
	7,6	24	31,5	35,5	—	—	—
	8,3	26	34,5	38,5	46	—	—
	9,5	30	39	44	52,5	60,5	74,5
	10,9	34	45	50,5	60	69,5	85,5
219,1	12,7	40	52,5	59	70	81	99,5
	7,7	21,5	28	31,5	—	—	—
	8,9	24,5	32,5	36,5	43,5	50	—
	10,2	28,5	37	42	50	57,5	70
	11,4	31,5	41,5	47	55,5	64,5	79
244,5	12,7	35	46,5	52	62	71,5	88
	14,2	39,5	52	58,5	69,5	80	98,5
	7,9	14,5	19,5	22	—	—	—
	8,9	16,5	22	24,5	29	33,5	—
	10,0	18,5	24,5	27,5	32,5	38	46,5
273,1	11,1	20,5	27	30,5	36,5	42	51,5
	12,0	22,5	29,5	33	39,5	45,5	56
	13,8	25,5	34	38	45	52,5	64,5
	7,1	12	15,5	17,5	—	—	—
	8,9	15	19,5	22	26	30	—
298,5	10,2	17	22,5	25	30	34,5	42,5
	11,4	19	25	28	33,5	38,5	47,5
	12,6	21	27,5	31	37	43	52,5
	13,8	23	30,5	34	40,5	47	57,5
	8,5	13	17	19	—	—	—
	9,5	14,5	19	21,5	25,5	29,5	36
	11,1	17	22,5	25	30	34,5	42,5
	12,4	19	25	28	33	38,5	47,5
	14,8	22,5	29,5	33,5	39,5	46	56,5

Продолжение табл. 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8
323,9	9,5 11,0 12,4 14,0	13,5 15,5 17,5 19,5	17,5 20,5 23 26	20 23 26 29	— 27 30,5 34,5	— 31,5 35,5 40	— 38,5 43,5 49
339,7	9,7 10,9 12,2 13,1 14,0	13 14,5 16,5 17,5 19	17 19 21,5 23 24,5	19 21,5 24 26 28	— — — — —	— — — — —	— — — — —
351,0	9,0 10,0 11,0 12,0	11,5 13 14,5 15,5	15,5 17 19 20,5	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
377,0	9,0 10,0 11,0 12,0	11 12 13,5 14,5	14,5 16 17,5 19	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
406,4	9,5 11,1 12,6	10,5 12,5 14	14 16,5 18,5	— — —	— — —	— — —	— — —
426,0	10,0 11,0 12,0	10,5 12 13	14 15,5 17	— — —	— — —	— — —	— — —
473,1	11,1	10,5	14	—	—	—	—
508,0	11,1	10	13	—	—	—	—

Трапецидальная резьба для труб ОТТМ, ОТТГ

ТУ 14-3-712—78, ТУ 14-3-245—74, ТУ 14-3-280—74, ТУ 14-3-793—78

139,7	8 9 10 11	35 39 43,5 47,5	— — — —	50 56,5 63 69	59,5 67 70 70	68,5 70 70 70	— — — —
146,0	7 8 9 10 11	29 35,5 37,5 41,5 46	38,5 44 49,5 54,5 60	42 48 54 60 66	— — — — —	— — — — —	— — — — —
168,3	8 9 10 11 12	29 32,5 36 40 43,5	— — — — —	42 47 52,5 57,5 63	49,5 55,5 62 68 70	57 64,5 70 70 70	— — — — —
219,1	8 9 10 11 12	22 25 25 25 25	29 33 36,5 40,5 44	32 36 40 44,5 48	— — — — —	— — — — —	— — — — —
244,5	8 9 10	15 17 18,5	19,5 22 24,5	21,5 24,5 27	— — —	— — —	— — —

Продолжение табл. 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8
	11 12 14	20,5 22,5 25	27 29,5 34	29,5 32,5 38	— — —	— — —	— — —

Трапецидальная резьба для труб ОГ-1М

ТУ 14-3-714—78, ТУ 14-3-485—76

114,3	8 9 10 11	25 25 25 25	56 63 70 70	61,5 69 70 70	70 70 70 70	Не изготавливаются	
127,0	8 9 10 11	25 25 25 25	50,5 56,5 63 69,5	55,5 62 69,5 70	65,5 70 70 70		
139,7	10 11	25 25	— —	63 69	70 70		
168,3	10 11 12	25 25 25	— — —	52,5 57,5 63	62 68 70	Не изготавливаются	
193,7	8 9 10 12 14	25 25 25 25 25	33 37 41,5 49,5 57,5	36,5 40,5 45,5 54,5 63,5	43 48,5 53,5 64,5 70		
219,1	8 9 10 11 12	22 25 25 25 25	29 33 36,5 40,5 44	32 36 40 44,5 48	38 42,5 47,5 52,5 57	Не изготавливаются	
244,5	8 9 10 11 12 14	15 17 18,5 20,5 22,5 25	19,5 22 24,5 27 29,5 34	21,5 24,5 27 29,5 32,5 38	25,5 28,5 32 35 38 44,5		

Трапецидальная резьба для труб ТБО

ТУ 14-3-812—79

139,7	9 10 11	39 43,5 47,5	51,5 57 62,5	56,5 63 69	70 70 70	Не изготавливаются	
-------	---------------	--------------------	--------------------	------------------	----------------	--------------------	--

Безрезьбовые трубы под сварку, сталь марки 20Х72Б

219,1	8 9 10 12	— — — —	— — — —	32 36 40 48	38 42,5 47,5 57	Не изготавливаются	
244,5	8 9 10 12	— — — —	— — — —	21,5 24,5 27 32,5	25,5 28,5 32 38		

Таблица 6.7

6.4. Смазки для герметизации резьб

Скважина	Температура, °C	Давление, МПа	Резьба	Смазка
Нефтяная	100	<12,7	Треугольная	P-2 МВП
	120	>12,7		УС-1
	200	<12,7		P-402
	200	>12,7		Лента ФУМ
	200	>12,7		
Газовая, газоконденсатная	100	<12,7	ОТТГ, ТВО Любая	P-2 МВП
	120	>12,7		УС-1
	200	<12,7		P-402
	200	<19,6		Лента ФУМ
	200	<19,6		

Норма расхода ленты ФУМ (на одно соединение)

Диаметр трубы, мм	114,3	127,0	139,7	146,1	168,3	177,8	193,7	219,1	244,5
Расход, г	10	11	12	12	14,4	15,1	16,5	18,5	21,0

Норма расхода УС-1, P-402, P-2 МВП (на одно соединение)

Диаметр трубы, мм	146,1	168,3	219,1	244,5	298,5	323,9
Расход, г	55	70	110	150	180	223

Таблица 6.8

6.5. Прочностные характеристики обсадных труб

Прочностная характеристика обсадных труб с резьбой треугольного профиля
ГОСТ 632—80

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Страгивающая нагрузка, кН				Сминающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала труб, МПа			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
114,3	6,4	500	725	860	1000	27,0	35,2	38,9	41,7	37,1	54,0	64,2	74,2
	7,4	600	870	1040	1200	34,2	46,2	52,2	57,3	42,9	62,4	74,2	85,8
	8,6	725	1050	1240	1440	42,4	59,0	68,0	76,1	50,0	72,5	86,2	99,8
	10,2	—	—	1520	1750	—	—	88,1	100,2	—	—	102,2	118,3
	10,2	—	—	1520	1750	—	—	88,1	100,2	—	—	102,2	118,3

Продолжение табл. 6.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
127,0	6,4	560	825	970	1130	22,3	28,1	30,6	32,4	33,4	48,6	57,7	66,8
	7,5	685	1000	1190	1380	29,5	39,0	43,5	47,1	39,2	56,9	67,6	78,3
	9,2	880	1280	1520	1760	40,3	55,7	63,9	71,1	48,1	69,8	83,0	96,0
	10,2	1050	1520	1800	2090	49,4	69,7	81,1	91,7	56,0	81,2	96,5	111,7
	10,2	1050	1520	1800	2090	49,4	69,7	81,1	91,7	56,0	81,2	96,5	111,7
139,7	7,0	695	1010	1200	1390	22,1	27,8	30,2	31,9	33,2	48,3	57,4	66,4
	7,7	785	1140	1350	1570	26,3	34,1	37,5	40,3	36,6	53,1	63,1	73,1
	9,2	970	1410	1680	1940	35,1	47,5	53,9	59,3	43,7	63,5	75,5	87,3
	10,5	1130	1640	1950	2250	42,4	58,9	67,9	75,9	49,9	72,4	86,1	99,7
	10,5	1130	1640	1950	2250	42,4	58,9	67,9	75,9	49,9	72,4	86,1	99,7
146,0	7,0	735	1070	1260	1460	20,3	25,2	27,1	28,6	31,8	46,2	54,9	63,5
	7,7	825	1200	1430	1660	24,3	31,1	34,0	36,3	35,0	50,8	60,4	69,9
	8,5	930	1350	1610	1860	28,8	37,9	42,1	45,6	38,6	56,1	66,6	77,1
	9,5	1060	1540	1830	2130	34,4	46,6	52,6	57,8	43,1	62,7	74,5	86,2
	10,7	1210	1760	2100	2440	40,9	56,6	65,1	72,6	48,6	70,6	83,9	97,1
168,3	7,3	880	1280	—	—	16,6	19,9	—	—	28,8	41,8	—	—
	8,9	1130	1640	1950	2250	24,4	31,3	34,2	36,6	35,1	51,0	60,6	70,1
	10,6	1380	2010	2380	2760	32,7	44,0	49,5	54,2	41,8	60,7	72,1	83,5
	12,1	1600	2320	2760	3190	39,9	55,0	63,0	70,2	47,7	69,3	82,3	95,4
	12,1	1600	2320	2760	3190	39,9	55,0	63,0	70,2	47,7	69,3	82,3	95,4
177,8	8,1	1070	1550	1830	—	18,3	22,3	24,1	—	30,3	43,9	52,2	—
	9,2	1230	1800	2140	2480	23,5	29,9	32,5	34,6	34,3	49,9	59,3	68,6
	10,4	1430	2080	2470	2850	29,1	38,3	42,6	46,2	38,8	56,3	67,0	77,5
	11,5	1600	2320	2760	3190	34,1	46,1	52,1	57,2	42,9	62,3	74,1	85,7
	12,7	1780	2590	3080	3570	39,5	54,4	62,3	69,4	47,4	68,9	81,8	94,7
193,7	13,7	—	2810	3340	3870	—	61,2	70,7	79,3	—	74,3	88,3	102,1
	15,0	—	—	3680	4250	—	—	81,2	91,9	—	—	96,6	111,8
	15,0	—	—	3680	4250	—	—	81,2	91,9	—	—	96,6	111,8
	15,0	—	—	3680	4250	—	—	81,2	91,9	—	—	96,6	111,8
	15,0	—	—	3680	4250	—	—	81,2	91,9	—	—	96,6	111,8
219,1	8,3	1190	1720	2060	2380	16,2	19,3	20,5	21,4	28,4	41,3	49,1	56,8
	9,5	1400	2030	2410	2790	21,3	26,6	28,7	30,4	32,5	47,2	56,2	65,0
	10,9	1640	2380	2830	3270	27,2	35,5	39,3	42,2	37,3	54,2	64,5	74,6
	12,7	1940	2820	3350	3880	34,5	47,2	53,5	58,8	43,5	63,2	75,1	86,9
	15,1	—	—	4040	4670	—	—	72,0	80,8	—	—	89,3	103,4
244,5	8,9	1470	2130	2540	2930	14,4	17,0	17,8	18,5	27,0	39,2	46,5	53,8
	10,2	1720	2500	2970	3440	19,2	23,5	25,3	26,6	30,9	44,9	53,3	61,7
	11,4	1960	2840	3380	3910	23,7	30,2	33,0	35,1	34,5	50,2	59,6	69,0
	12,7	2200	3200	3800	4410	28,6	37,6	41,8	45,2	38,5	55,9	66,4	76,8
	14,2	—	3620	4300	4980	—	46,3	52,3	57,4	—	62,4	74,3	85,9
273,1	8,9	1630	2370	2810	3250	10,0	11,7	12,3	12,8	24,2	35,1	41,7	48,2
	10,0	1870	2710	3230	3740	12,9	15,6	16,7	17,5	27,1	39,4	46,8	54,2
	11,1	2110	3070	3650	4210	16,2	20,0	21,7	22,8	30,1	43,7	52,0	60,2
	12,0	2300	3350	3980	4610	18,8	23,8	26,0	27,7	32,5	47,3	56,3	65,1
	13,8	2680	3900	4640	5370	24,4	31,9	35,5	38,5	37,4	54,4	64,7	74,9
273,1	15,9	—	—	5400	6250	—	—	47,2	52,0	—	—	74,5	86,2
	7,1	1160	—	—	—	4,3	—	—	—	17,2	—	—	—
	8,9	1660	2400	2860	3310	7,6	8,8	9,2	9,5	21,7	31,5	37,3	43,2
	10,2	1940	2820	3350	3880	10,6	12,4	13,1	13,8	24,8	36,0	42,8	49,5
	10,2	1940	2820	3350	3880	10,6	12,4	13,1	13,8	24,8	36,0	42,8	49,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
273,1	11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	2200 2470 2720 — —	3200 3590 3960 4370 —	3810 4260 4710 5190 5700	4410 4930 5450 6010 6600	13,5 16,7 19,9 — —	16,4 20,7 25,4 30,6 —	17,5 22,4 27,8 34,0 40,9	18,4 23,8 29,8 36,7 44,7	27,7 30,6 33,5 — —	40,3 44,5 48,7 53,3 —	47,8 52,8 57,9 63,3 69,2	55,4 61,2 67,0 73,3 80,1
298,5	8,5 9,5 11,1 12,4 14,8	1680 1910 2290 2600 —	— — 3330 3770 4590	— — 3960 4490 5450	— — 4590 5190 6300	5,5 7,3 10,5 13,4 —	— — 12,3 16,2 24,3	— — 13,0 17,3 26,7	— — 13,6 18,2 28,4	18,9 21,2 24,7 27,5 —	— — 35,9 40,1 47,8	— — 42,6 47,6 56,8	— — 49,3 55,1 65,8
323,9	8,5 9,5 11,0 12,4 14,0	1780 2040 2410 2760 3160	— 2960 3510 4010 4590	— 3520 4160 4770 5450	— — 4820 5520 6310	4,4 5,9 8,4 11,2 14,6	— 6,7 9,8 13,2 17,8	— 7,0 10,3 14,1 19,2	— — 10,7 14,7 20,2	17,4 19,5 22,5 25,4 28,7	— 28,2 32,7 36,9 41,7	— 33,6 38,9 43,9 49,5	— — 45,0 50,8 57,3
339,7	8,4 9,7 10,9 12,2 13,1 14,0 15,4	1820 2160 2470 2810 3040 3270 —	— 3140 3590 4080 4420 4750 —	— 3730 4270 4850 5610 6080 6540 7250	— — — 5610 6080 6540 7250	3,5 5,1 6,8 8,7 10,3 11,9 —	— 5,8 7,8 10,5 12,4 14,6 —	— 6,1 8,1 11,2 13,3 15,8 19,9	— — — 11,7 14,1 16,7 21,2	16,4 18,9 21,3 23,8 25,6 27,3 —	— 27,5 31,0 34,6 37,1 39,7 —	— 32,7 36,8 41,2 44,2 47,2 51,9	— — — 47,6 51,2 54,7 60,1
351,0	9,0 10,0 11,0 12,0	1700 1950 2200 2460	— 2840 3200 3570	— 3370 3810 4240	— — 4410 4910	3,8 5,0 6,4 7,8	— 5,8 7,3 9,2	— 6,1 7,8 9,8	— — 8,1 10,3	17,0 18,9 20,8 22,7	— 27,4 30,2 32,9	— 32,6 35,9 39,2	— — 41,6 45,3
377,0	9,0 10,0 11,0 12,0	1780 2060 2320 2580	— 2980 3370 3750	— — 4000 4460	— — — —	3,2 4,2 5,4 6,6	— 4,8 6,2 7,6	— — 6,5 8,1	— — — —	15,9 17,6 19,4 21,2	— 25,6 28,1 30,7	— — 33,4 36,5	— — — —
406,4	9,5 11,1 12,6 16,7	2520 3020 3480 4730	— 4380 5060 6880	— — — —	— — — —	3,0 4,5 6,2 11,9	— 5,2 7,2 14,5	— — — —	— — — —	15,5 18,1 20,6 27,2	— 26,4 29,9 39,6	— — — —	— — — —
426,0	10,0 11,0 12,0	2220 2510 2800	— 3650 4070	— — —	— — —	3,0 3,9 4,9	— 4,4 5,6	— — —	— — —	15,6 17,1 18,7	— 24,9 27,1	— — —	— — —
473,1	11,1	3350	—	—	—	3,0	—	—	—	15,6	—	—	—
508,0	11,1 12,7 16,1	3520 4090 5300	— — —	— — —	— — —	2,5 3,6 6,6	— — —	— — —	— — —	14,5 16,6 21,1	— — —	— — —	— — —

Таблица 6.9
Нагрузки, при которых наступает предел текучести материала обсадных труб с резьбой треугольного профиля
Бюллетень 562 АНИ

Диаметр грубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа					Внутреннее давление, МПа					Растягивающая нагрузка, кН				
		C-75	N-80	C-95	P-110	V-150	C-75	N-80	C-95	P-110	V-150	C-75	N-80	C-95	P-110	V-150
1	2															
114,3	6,35 7,37 8,56	42,3 56,3 —	43,7 58,9 —	48,4 66,5 —	52,1 73,6 98,8	— — 124,9	50,2 58,4 —	53,7 62,2 —	63,7 73,9 —	73,7 85,5 99,5	— — 135,6	942 1138 —	991 1197 —	1040 1265 —	1236 1501 1805	— — 2305
127,0	7,52 9,19 10,72 12,70	48,1 69,0 — —	50,0 72,3 — —	55,8 82,8 — —	60,9 92,7 — —	70,7 116,2 157,6 186,2	53,6 65,5 — —	57,2 69,9 — —	67,9 83,0 — —	78,6 96,1 — —	107,1 131,1 139,9 139,9	1314 1668 — —	1383 1766 — —	1452 1854 — —	1726 2197 — —	2207 2815 3355 4022
139,7	7,72 9,17 10,54	41,9 58,2 72,1	43,3 60,9 76,9	47,8 69,0 89,1	51,4 76,4 100,1	— 93,0 126,8	50,0 59,3 63,9	53,4 63,4 68,2	63,4 75,2 80,9	73,4 87,2 93,7	— 118,8 127,7	1452 1795 2099	1550 1903 2237	1668 2040 2403	1982 2433 2864	— 3120 3659
168,3	8,94 10,59 12,06	38,4 53,9 67,8	39,7 56,3 71,1	43,4 63,5 81,4	46,3 69,9 91,0	— — —	48,1 57,0 64,8	51,3 60,7 69,3	60,9 72,1 82,2	70,5 83,6 95,2	— — —	2011 2452 2835	2139 2609 3012	2423 2953 3424	2855 3473 4022	— — —
177,8	8,05 9,19 10,36 11,50 12,65 13,72	26,0 36,2 46,6 56,8 67,0 73,7	26,4 37,3 48,4 59,3 70,2 78,6	28,6 40,5 54,0 67,1 80,2 92,5	— 42,8 58,7 74,2 89,8 104,2	— — — — — 132,7	40,9 46,8 52,8 58,6 59,7 59,7	43,8 49,9 56,3 62,5 63,8 63,8	51,9 59,3 66,8 74,2 75,6 75,6	— 68,7 77,4 85,9 87,6 87,6	— — 105,6 117,1 119,5 119,5	1844 2178 2502 2815 3129 3414	1962 2305 2658 2992 3316 3620	2246 2639 3041 3414 3796 4140	— 3080 3541 3993 4434 4836	— — 4670 5248 5827 6357
193,7	8,33 9,52 10,92	22,7 32,2 43,6	23,4 33,1 45,2	25,6 35,3 50,0	— 36,8 54,2	— — 61,1	38,9 44,4 51,0	41,5 47,5 54,4	49,3 56,4 64,6	— 65,3 74,8	— — 102,0	2050 2413 2825	2178 2560 3002	2492 2933 3433	— 3424 4002	— — 5366

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
193,7	12,70 15,11	58,2 —	60,7 —	68,8 —	76,2 —	92,7 135,7	54,9 —	63,3 —	75,1 —	87,0 —	118,7 135,7	3345 —	3551 —	4061 —	4738 —	6357 7652
219,1	10,16 11,43 12,70 14,15	27,7 36,9 46,0 56,5	28,2 38,1 47,9 59,1	30,0 41,4 53,3 66,8	43,9 57,9 74,0	— — — —	42,0 47,2 52,5 58,5	44,7 50,3 56,0 62,3	53,2 59,7 66,5 74,1	69,3 76,9 85,7	— — 105,0 116,9	2884 3296 3708 4179	3061 3502 3944 4434	3512 4022 4522 5091	4689 5278 5935	— 7073 7956
244,5	10,03 11,05 11,99 13,84 15,11 15,87 19,05	20,5 25,8 31,9 43,9 — — —	21,3 26,3 32,8 45,6 — — —	23,0 28,4 35,0 50,5 — — —	30,5 36,6 54,6 — — —	— — — — — —	37,2 40,9 44,4 51,2 — — —	39,6 43,7 47,4 54,6 — — —	47,0 51,8 56,2 64,8 — — —	— 59,9 65,1 75,1 — — —	— — 102,5 111,9 117,5 124,6	3090 3453 3787 4444 — — —	3276 3669 4022 4728 — — —	3767 4218 4630 5425 — — —	— 4915 5395 6327 — — —	— — 8495 9329 9839 11890
273,0	11,43 12,57 13,84 15,11 16,51	21,4 27,2 — — —	22,2 27,7 — — —	24,0 29,6 — — —	25,3 31,9 40,4 51,6 64,0	— — — — —	37,9 41,6 — — —	40,4 44,4 — — —	48,0 52,8 — — —	55,5 61,1 67,3 73,5 77,5	— — — 100,2 105,8	3365 3747 — — —	3571 3983 — — —	4120 4591 — — —	4807 5346 5955 6543 7200	— — 8800 9673
298,5	12,42	21,2	21,9	23,7	—	—	37,7	40,2	47,7	—	—	3865	4110	4738	—	—
339,7	13,05 13,97 15,44 18,26	17,9 20,6 26,3 39,4	18,4 21,4 26,7 40,7	19,4 — — —	19,8 — — —	19,8 — — —	34,7 37,2 41,2 43,3	37,1 39,7 43,9 46,0	44,0 — — —	51,0 — — —	69,6 — — —	4346 4689 5239 6259	4620 4993 5572 6661	5356 — — —	6239 — — —	8397 — — —
406,4	16,66	20,5	21,2	—	—	—	37,1	39,5	—	—	—	6671	7093	—	—	—

6.6. Расчет обсадных колонн

Обсадные колонны должны удовлетворять условиям прочности от сминающих нагрузок (в случае уменьшения давления внутри колонны при газоводонефтепроявлении или эксплуатации скважины) и от внутренних (при опрессовке, работах по интенсификации пласта и т. п.). Распределение наружного и внутреннего давлений между граничными точками принимается линейным. При спуске колонн секциями рассчитывают каждую из них. При определении наружных и внутренних давлений в наклонных скважинах ($\alpha > 5^\circ$) все отметки глубин граничных точек необходимо пересчитывать на вертикальную проекцию траектории ствола.

1. Наружные давления

1. На устье скважины

$$(p_n)_y = 0.$$

2. На верхней границе подъема цементного раствора

$$(p_n)_h = 10^{-2} \rho_p h.$$

3. У башмака колонны (секции)

$$(p_n)_L = 10^{-2} [\rho_p h + \rho_c (z - h)],$$

где ρ_p — средняя плотность бурового раствора за колонной в нецементируемом интервале, г/см³; ρ_c — средняя плотность цементного раствора, г/см³; z — глубина спуска колонны (секции), м; h — расстояние от устья скважины до цементного раствора за трубами, м.

4. В изученных районах допускается

$$(p_n)_L = (p_{пл})_L,$$

где $(p_{пл})_L$ — пластовое давление на глубине L , МПа.

5. В первых двух-трех разведочных скважинах и при кольцевых диаметральных зазорах 30 мм и менее

$$(p_n)_L = 10^{-2} \rho_p L.$$

6. В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$(p_n)_z = 10^{-2} \rho_p z,$$

где ρ_p — средняя плотность горных пород, залегающих выше пород, склонных к текучести (в первых трех разведочных скважинах допускается $\rho_p = 2,3$ г/см³); z — расстояние от устья до рассматриваемой глубины, м.

За интервал расчета принимают мощность пласта, увеличенную на 50 м (по 25 м выше кровли и ниже подошвы).

Таблица 6.10

Нагрузки, при которых наступает предел текучести материала обсадных труб

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа							Внутрен	
		SM-80S (L)	SM-90S	SM-95S (L, G)	SM-95T	SM-110L	SM-125G	SM-150G	SM-80S	SM-90S
114,3	6,35	43,7	47,1	48,4	59,6	52,1	55,2	58,2	53,7	60,3
	7,37	58,9	64,3	66,5	71,6	73,6	79,4	88,8	62,2	70,0
	8,56	—	—	—	85,1	98,8	109,0	124,9	—	—
127,0	7,52	50,0	54,1	55,8	58,7	60,9	65,4	70,7	57,2	64,3
	9,19	72,3	79,5	82,8	83,2	92,7	102,2	116,2	69,9	78,6
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
139,7	7,72	43,3	46,4	47,8	59,2	51,4	54,4	57,6	53,4	60,0
	9,17	60,9	66,5	69,0	73,3	76,4	83,5	93,9	63,4	71,3
	10,54	76,9	85,3	89,1	85,8	100,1	110,9	126,8	68,2	76,6
168,3	8,94	39,7	42,3	43,4	—	46,3	48,5	50,7	51,3	57,4
	10,59	56,3	60,8	63,5	—	69,9	75,8	83,7	60,7	68,4
	12,06	73,8	78,1	81,4	—	91,0	100,4	113,9	69,3	77,9
177,8	8,05	26,4	27,8	28,6	34,8	—	—	—	43,8	49,1
	9,19	37,3	39,5	40,5	53,8	42,8	44,5	47,5	49,9	56,8
	10,36	48,4	52,2	54,0	63,5	58,7	62,9	67,6	56,3	63,3
193,7	11,50	59,3	64,6	67,1	71,7	74,2	80,8	89,8	62,5	70,2
	12,65	70,2	77,0	80,2	80,0	89,8	98,8	111,9	63,8	71,6
	13,72	78,6	88,3	92,5	87,6	104,2	115,6	132,7	63,8	71,6
219,1	8,33	23,4	24,9	25,6	33,4	—	—	—	41,5	46,8
	9,52	33,1	34,7	35,6	49,3	36,8	39,1	41,8	47,5	53,5
	10,92	45,2	48,6	50,0	60,7	54,2	57,6	61,1	54,4	61,2
244,5	12,70	60,7	66,3	68,8	73,1	76,2	83,2	92,7	63,3	71,2
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
273,0	10,16	28,3	29,2	30,0	45,5	—	—	—	44,7	50,3
	11,43	38,1	40,4	41,4	54,4	43,9	45,6	48,6	50,3	56,7
	12,70	47,9	51,6	53,3	62,8	57,9	62,0	66,5	56,0	63,0
298,5	14,15	59,1	64,5	66,8	71,7	74,0	—	—	62,3	70,1
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
339,7	10,03	21,3	22,5	23,0	29,1	—	—	—	39,6	44,5
	11,05	26,3	27,7	28,4	38,6	30,5	31,9	32,8	43,7	49,0
	11,99	32,8	34,4	35,0	49,0	36,6	38,8	41,5	47,4	53,3
219,1	13,84	45,6	49,0	50,5	61,0	54,6	58,2	61,8	54,6	61,5
	15,11	—	—	—	68,6	—	—	—	—	—
	15,87	—	—	—	72,4	—	—	—	—	—
273,0	11,43	22,2	23,4	24,0	30,7	25,3	25,9	25,9	40,4	45,4
	12,57	27,7	28,7	29,6	41,0	31,9	31,9	34,7	44,4	50,0
	13,84	—	—	—	52,1	40,4	41,9	45,2	—	—
298,5	15,11	—	—	—	59,5	51,6	54,6	57,4	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
339,7	12,42	21,9	23,1	23,7	30,4	24,9	25,4	25,4	40,2	45,1
	13,56	—	—	—	39,5	—	—	—	—	—
	14,78	—	—	—	50,2	—	—	—	—	—
339,7	13,05	18,4	19,1	19,4	23,9	19,8	19,8	19,8	37,1	41,7
	14,73	—	—	—	34,4	—	—	—	—	—
	15,87	—	—	—	43,0	—	—	—	—	—

с резьбой треугольного профиля (Япония)

нее давление, МПа							Растягивающая нагрузка, кН				
SM-95S (L, G)	SM-95T	SM-110L	SM-125G	SM-150G	SM-80S (L)	SM-90S	SM-95S (L)	SM-95T (G)	SM-110L	SM-125G	SM-150G
63,7	63,7	73,7	83,8	100,6	990	1020	1040	1090	1230	1380	1590
73,9	73,9	85,5	97,2	116,6	1195	1235	1260	1320	1500	1680	1920
—	85,8	99,5	113,0	135,6	—	—	—	1590	1800	2020	2610
67,9	67,9	78,6	89,3	107,1	1380	1420	1450	1520	1730	1930	2210
83,0	83,0	96,1	109,3	131,1	1765	1815	1850	1940	2200	2470	2810
63,4	63,4	73,4	83,3	100,1	1550	1685	1670	1750	1980	2220	2530
75,2	75,2	87,2	99,1	118,8	1900	2075	2040	2140	2430	2730	3120
80,9	80,9	93,7	106,4	127,7	2230	2400	2400	2520	2860	3200	3660
—	80,9	—	—	—	—	—	—	2920	—	—	—
60,9	—	70,5	80,1	96,2	2140	2330	2420	2480	2850	3230	3700
72,1	—	83,6	95,0	113,9	2610	2850	2950	3020	3470	3930	4500
82,2	—	95,2	108,1	129,8	3010	3290	3420	3490	4020	4540	5210
51,9	51,9	—	—	—	1960	2150	2250	2270	—	—	—
59,4	59,4	68,7	78,0	93,7	2300	2530	2640	2680	3080	3480	4050
66,8	66,8	77,4	88,0	105,6	2650	2900	3040	3080	3540	4010	4670
74,2	74,2	85,9	97,6	117,1	2990	3260	3410	3460	3990	4510	5250
75,6	75,6	87,6	99,5	119,5	3310	3640	3800	3840	4430	5010	5830
75,6	75,6	87,6	99,5	119,5	3620	3930	4140	4200	4840	5470	6360
49,3	49,3	—	—	—	2180	2380	2490	2530	—	—	—
56,4	56,4	65,3	74,2	89,1	2560	2800	2930	2970	3420	3860	4580
64,6	64,6	74,8	85,1	102,0	3000	3280	3430	3480	4000	4540	5370
75,1	75,1	87,0	98,9	118,7	3550	3880	4060	4120	4740	5370	6350
53,2	53,2	—	—	—	3060	3350	3510	3560	—	—	—
59,7	59,7	69,3	78,7	94,5	3500	3840	4020	4070	4690	5310	6290
66,5	66,5	76,9	87,4	105,0	3940	4320	4520	4580	5280	5970	7070
74,1	74,1	85,7	—	—	4430	4860	5090	5160	5930	—	—
47,0	47,0	—	—	—	3270	3600	3770	3810	—	—	—
51,8	51,8	59,9	68,2	81,8	3660	4030	4220	4270	4910	5560	6600
56,2	56,2	65,1	74,0	88,8	4020	4420	4630	4690	5390	6110	7240
64,8	64,8	75,1	85,4	102,5	4720	5180	5420	5490	6330	7160	8490
—	70,9	—	—	—	—	—	—	6030	—	—	—
—	74,5	—	—	—	—	—	—	6370	—	—	—
48,0	48,0	55,5	63,2	75,8	3730	3930	4120	4160	4800	5440	6450
52,8	52,8	61,1	69,5	83,4	3980	4380	4590	4630	5350	6050	7190
—	58,2	67,3	76,5	91,8	—	—	—	5160	5950	6730	7990
—	63,5	73,5	83,5	100,2	—	—	—	5680	6540	7410	8790
47,7	47,7	55,2	62,8	75,3	4110	4520	4740	4790	5520	6250	7430
—	52,1	—	—	—	—	—	—	5280	—	—	—
—	56,8	—	—	—	—	—	—	6940	—	—	—
44,0	44,0	51,0	58,0	69,6	4620	5100	5350	5400	6230	7060	8390
—	49,7	—	—	—	—	—	—	6170	—	—	—
—	53,6	—	—	—	—	—	—	6700	—	—	—

II. Внутренние давления при проводке и эксплуатации скважины

1. Для эксплуатационных колонн пластовое давление в поздний период эксплуатации устанавливается службой по эксплуатации данного месторождения

а) для газовых скважин

$$p_y = (p_v)_L = (p_{пл})_L = 0,5 \div 1,0;$$

б) для нефтяных скважин

$$p_y = (p_v)_H = 0; (p_v)_L = 10^{-2} p_v (L - H),$$

где p_y — давление внутри колонны на устье, МПа; p_v — средняя плотность жидкости внутри колонны, г/см³; H — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м.

2. Для эксплуатационных колонн при испытании скважины (устье загерметизировано):

а) для газовых скважин

$$p_y = (p_{пл})_l \frac{2-s}{2+s} (s = 10^{-4} p_r l);$$

б) для газоконденсатных, нефтяных и водяных скважин

$$p_y = (p_{пл})_l - 10^{-2} p_f l,$$

где $(p_{пл})_l$ — давление в пласте газа, находящегося на глубине l , МПа.

3. Для промежуточных колонн внутреннее давление рассчитывают из условия поступления пластового флюида в промысловую жидкость при бурении под последующую колонну.

Для всех газовых скважин глубиной до 1500 м, а также нефтяных и водяных скважин до 1500 м с пластовым давлением выше гидростатического определяют полное замещение промысловой жидкости пластовым флюидом:

а) для газовых скважин:

при закрытом устье

$$p_y = (p_{пл})_l \frac{2-s}{2+s} (s = 10^{-4} p_r l);$$

при открытом устье

$$p_y = 0; (p_v)_z = 0,$$

где p_r — относительная плотность газа по воздуху;

б) для нефтяных, водяных и газоконденсатных скважин:

при закрытом превенторе

$$p_y = (p_{пл})_l - 10^{-2} p_f l;$$

при открытом устье

$$p_y = 0; (p_v)_z = 10^{-2} p_f z,$$

где p_f — плотность пластового флюида, г/см³.

Для нефтяных и водяных скважин глубиной до 1500 м с нормальным пластовым давлением или глубиной свыше 1500 м с любым пластовым давлением степень облегчения промысловой жидкости устанавливается для каждого месторождения объединением (управлением); на первых двух-трех скважинах на месторождении степень облегчения принимается равной 40 %:

при закрытом устье

$$p_y = 0; (p_{пл})_l = 10^{-2} p_0 l;$$

при открытом устье

$$p_y = 0; (p_v)_z = 10^{-2} p_0 z,$$

где p_0 — средняя плотность промысловой жидкости внутри колонны с учетом поступления в нее пластового флюида во время нефтеводопроявления ($p_0 \leq 1,0$ г/см³).

Для газовых и газоконденсатных скважин глубиной более 1500 м — замещение промысловой жидкости пластовым флюидом от полной до половины глубины скважины

при закрытом устье

$$(p_v)_H = (p_{пл})_l - 10^{-2} p_v (l - H);$$

$$p_y = (p_v)_H \frac{2-s_H}{2+s_H} (s_H = 10^{-4} p_r H);$$

при открытом устье

$$p_y = (p_v)_H = 0; (p_v)_z = 10^{-2} p_v (z - H),$$

где H — глубина опорожнения скважины, м; $(p_v)_H$ — давление внутри колонны на глубине H при газопроявлении, МПа.

III. Избыточные наружные давления

$$(p_n)_{изб} = (p_n - p_v) (1 - k) \leq \frac{[p_{см}]}{m},$$

где $[p_{см}]$ — допустимое давление смятия труб (подбирают по технической характеристике); m — коэффициент запаса прочности на смятие (для интервалов перфорации ± 50 м $m = 1,0 \div 1,3$; во всех остальных случаях $m = 1,0$; для зарубежных труб $m = 1,125$); k — коэффициент разгрузки цементного кольца (для интервалов пластичных пород $k = 0$).

Диаметр колонны, мм	...	<178	194—245	273—324	340—508
k	...	0,25	0,30	0,35	0,40

Наружные и внутренние давления принимают в расчете для одних и тех же граничных точек. По построенной графическим методом эпюре избыточных давлений подбирают обсадные трубы, удовлетворяющие критерию прочности на смятие. Внутренние давления принимают в этом случае при открытом устье.

IV. Внутренние давления при опрессовках

На верхнюю трубу любой секции необходимо создать давление при опрессовке

$$(p_{в опр})_z = 1,1 (p_{в})_z,$$

где $(p_{в})_z$ — внутреннее давление в трубах на глубине z , рассчитанное согласно п. II (определяют аналитически или по эпюре) при закрытом устье, МПа.

Давление на устье колонны при опрессовке любой ее секции с верхней границей на глубине z

$$(p_{опр})_y = 1,1 (p_{в})_z - 10^{-2} \rho_{ж} z,$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, применяющейся при опрессовке, г/см³.

В нагнетательных скважинах величина p_y устанавливается геологической службой.

Давление у башмака любой секции колонны труб длиной l_i при опрессовке по секциям

$$(p_{в опр})_i = 1,1 (p_{в})_z + 10^{-2} \rho_{ж} l_i = (p_{опр})_y + 10^{-2} \rho_{ж} (z + l_i).$$

По определенным значениям $(p_{в опр})_z$ и $(p_{в опр})_i$ графическим методом строят эпюру внутренних давлений при опрессовке. Избыточные внутренние давления при опрессовке

$$(p_{в})_{изб} = (p_{в опр} - p_{н}) (1 - k) \leq \frac{[p_{в}]}{n},$$

где $[p_{в}]$ — внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести (подбирают по технической характеристике); n — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление (для труб диаметром до 219 мм $n = 1,15$; при диаметре свыше 219 мм $n = 1,52$. Для зарубежных труб $n = 1,1$).

По избыточным внутренним давлениям подбирают обсадные трубы, удовлетворяющие критерию прочности на внутренние давления.

V. Проверка колонны на страгивание резьб при спуске

Подобранную компоновку обсадной колонны проверяют на прочность при спуске:

$$10 \sum (q_i l_i) \leq P_{стр} n_{стр},$$

где q_i — масса 1 м обсадных труб в спускаемой i -й секции, кг; l_i — длина спускаемой i -й секции, м; $P_{стр}$ — допустимая нагрузка на страгивание резьб для труб в проверяемом сечении (по технической характеристике); $n_{стр}$ — коэффициент запаса прочности на страгивание резьб (для труб с трапецидальной резьбой $n_{стр} = 1,8$; для труб с резьбой закругленного профиля диаметром до 168 мм и длиной колонны до 3000 м $n_{стр} = 1,15$, длиной свыше 3000 м $n_{стр} = 1,30$; диаметром 178—245 мм и длиной до 1500 м $n_{стр} = 1,3$, свыше 1500 м $n_{стр} = 1,45$; диаметром 273—324 мм — соответственно 1,45 и 1,60; диаметром свыше 324 мм — соответственно 1,60 и 1,75). В наклонных скважинах ($\alpha > 10^\circ$) принимается большее из указанных значений для соответствующего диаметра труб. Для зарубежных труб $n_{стр} = 1,8$.

При несоблюдении неравенства трубы заменяют более прочными или уменьшают длину секции спускаемой колонны.

6.7. Испытания скважин на герметичность

Метод опрессовки

Все промежуточные колонны и кондукторы опрессовывают при заполнении их жидкостью, применявшейся при продавке тампонирующей смеси (допускается замена ее водой), эксплуатационные колонны при заполнении их водой, а приустьевую часть — воздухом.

Давление на устье колонны при опрессовке любой ее секции на глубине z

$$(p_{опр})_y = 1,1 (p_{в})_z - 10^{-2} \rho_{ж} z,$$

где $(p_{в})_z$ — внутреннее давление в трубах на глубине z при загерметизированном устье в случае водонефтегазопроявления (для промежуточных колонн) или допускаемое при испытании или проведении ремонтных работ в скважине (для эксплуатационных колонн), МПа; $\rho_{ж}$ — плотность промысловой жидкости, применяющейся при опрессовке, г/см³.

Давление опрессовки верхних секций ($z = 0$)

$$p_{в} = p_y; (p_{опр})_y = 1,1 p_y \geq p_{мин}.$$

Диаметр	426—	351—	245—	194—	168	146—	127—
труб, мм	377	273	219	178		140	114
$p_{мин}$, МПа	5	6	7	7,5	9	10	12

Значение $(p_B)_z$ определяют согласно п. II разд. 6.6. В общем виде

$$(p_B)_z = p_{пл} - 10^{-2} \rho_0 (l - z),$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине l , МПа; ρ_0 — взвешенная плотность промывочной жидкости или пластового флюида при водонефтегазопоявлении в интервале глубин от z до l , г/см³.

Если при поступлении пластового флюида в промывочную жидкость ее плотность ρ_0 становится менее 1 г/см³, то колонну необходимо проверить на прочность по внутреннему избыточному давлению, возникающему в момент опрессовки:

$$\frac{[p_B]_z}{1,05 n_1} \geq (p_{опр})_y + 10^{-2} \rho_{кz} - (p_H)_z,$$

где $[p_B]_z$ — внутреннее давление на глубине z , при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа; n_1 — коэффициент запаса прочности, равный 1,1 для труб диаметром 114—219 мм и 1,45 для труб диаметром 245—426 мм.

Если трубы не удовлетворяют условию неравенства, опрессовку проводят поинтервально с установкой цементных мостов (или пакеров) на расчетных глубинах.

Давление опрессовки цементного кольца промежуточной колонны после разбуривания башмака и углубления на 1—3 м

$$p_{опр} \geq 1,05 (p_B)_L - 10^{-2} \rho_{жL} \leq 0,95 p_r - 10^{-2} \rho_{жL},$$

где L — глубина нахождения башмака опрессовываемой колонны, м; p_r — давление, при котором возможен гидроразрыв пород, залегающих у башмака колонны, МПа.

Если $p_{опр} < 0$, опрессовку не проводят. При поглощении жидкости в процессе опрессовки проводят цементирование под давлением с последующей опрессовкой.

Давления гидротестирования труб, спускаемых на глубину z , на поверхности

$$\frac{[p_B]_z}{n_1} \geq p_{г исп} \geq 1,05 [1,1 (p_B)_z - (p_H)_z] \geq p_{min} + 1,$$

где $(p_H)_z$ — наружное давление, действующее на трубы на глубине z (определяется согласно п. I разд. 6.6).

Все трубы одного типоразмера подвергают гидротестированию на поверхности на одинаковое давление.

Способ снижения уровня

Уровень должен быть на 40—50 м ниже того уровня, при котором предполагается вызов притока из объекта, но не менее H_{min} .

Глубина объекта, м	. . . <500	500—1000	1000—1500	1500—2000	2000
H_{min} , м	 400	500	650	800	1000

В скважинах, заполненных перед цементированием промывочной жидкостью плотностью 1,4 г/см³ и выше, вместо испытания способом снижения уровня заменяют жидкость в колонне водой.

6.8. Расчет натяжения обсадной колонны

Силу натяжения колонны (Q_H), которая в процессе испытания (эксплуатации) подвергается нагреву или охлаждению и воздействию внутреннего давления, рассчитывают по одной из следующих формул:

а) в процессе испытания (эксплуатации) колонна по всей длине находится в растянутом состоянии:

$$Q_0 \leq Q_H \leq Q_0 + P_1 - P_2 + P_3;$$

б) в процессе испытания (эксплуатации) нижняя часть колонны находится в сжатом состоянии:

$$Q_0 \leq Q_H \leq Q_0 + P_1 - P_2 + P_3 + M_2 - M_3;$$

в) условия работы неизвестны:

$$Q_H = Q_0.$$

где Q_0 — вес незацементированной части колонны, Н; P_1 — сила, возникающая в результате нагрева (охлаждения) труб, Н; P_2 — сила, возникающая в результате воздействия на трубы внутреннего избыточного давления, Н; P_3 — сила, возникающая в результате воздействия на трубы разницы от внешнего и внутреннего гидростатического давлений флюида (газа), Н; M_2 — момент от сил давления, действующих на внутреннюю боковую поверхность трубы, Н·м; M_3 — момент от сил давления, действующих на внешнюю боковую поверхность искривленной трубы, Н·м.

После преобразований формулы принимают вид

$$а) Q \leq Q_H \leq Q_0 + 240 F_{ср} \Delta t - 47 p_y d^2 + 0,235 h (D^2 p_r - d^2 p_B);$$

$$б) Q_0 \leq Q_H \leq Q_0 + 240 F_{ср} \Delta t + 31 p_y d^2 - 0,545 h (D^2 p_r - d^2 p_B),$$

где $F_{\text{ср}}$ — средняя площадь сечения труб, см^2 ; p_y — давление на устье скважины в процессе испытания (эксплуатации), МПа; h — длина незацементированной части колонны, м; D, d — средние наружный и внутренний диаметры труб в незацементированном интервале, см; ρ_p — плотность бурового раствора; ρ_b — плотность флюида (газа) в колонне в процессе испытания (эксплуатации), г/см^3 (для газовых скважин $\rho_b \approx 0,00084 \text{ г/см}^3$; $d^2 \rho_b = 0$); Δt — средняя температура нагрева труб в процессе испытания (эксплуатации). При охлаждении — знак минус.

$$\Delta t = 0,5 (t_3 - t_1 + t_4 - t_2),$$

где t_1, t_3 — температуры на устье скважины до эксплуатации (испытания) и в процессе эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$; t_2, t_4 — температуры колонны на глубине h до испытания (эксплуатации) и во время эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$.

Если промывочную жидкость заменяют водой перед испытанием (эксплуатацией) через затрубное пространство, колонна должна удовлетворять условию

$$p_{\text{стр}}/n_{\text{стр}} \geq Q_H + 240F_{\text{ср}} \Delta t_{\text{охл}} - 47p_{y \text{ зам}} d^2 + 0,235h (E^2 \rho_p - d^2),$$

где $\Delta t_{\text{охл}}$ — абсолютная величина средней температуры охлаждения колонны при замене промывочной жидкости водой (определяют по методике ВНИИКРнефти); $p_{y \text{ зам}}$ — давление на устье скважины при замене промывочной жидкости водой.

В процессе испытания (эксплуатации) колонна в любом сечении должна удовлетворять условию

$$\left. \begin{aligned} (P_{\text{стр}})_z/n_{\text{стр}} &\geq Q_H - Q_z; \\ (P_{\text{стр}})_z/n_{\text{стр}} &\geq Q_H - Q_z - 240F_{\text{ср}} \Delta t + 47p_{y \text{ зам}} d^2 - 0,235h (D^2 \rho_p - d^2 \rho_b); \\ [\sigma_t]_z/n &\geq 2 [\rho_y - 10^{-2}z (\rho_p - \rho_b)] \frac{D_z^2}{D_z^2 - d_z^2} \end{aligned} \right\}$$

где $(P_{\text{стр}})_z$ — допустимая нагрузка на срабатывание резьб труб, находящихся на глубине z , Н; $n_{\text{стр}}$ — коэффициент запаса прочности на растяжение (для труб диаметром до 168 мм и длиной до 3000 м $n_{\text{стр}} = 1,15$; длиной свыше 3000 м $n_{\text{стр}} = 1,3$; для труб диаметром 178—219 мм и длиной до 1500 м $n_{\text{стр}} = 1,3$, длиной свыше 1500 м $n_{\text{стр}} = 1,45$; для труб с резьбой трапецеидального профиля $n_{\text{стр}} = 1,8$); Q_z — вес колонны труб от устья до глубины z , Н; D_z, d_z — наружный и внутренний диаметры труб, находящихся на глубине z , см; n — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление (для труб диаметром до 219 мм $n = 1,15$). Для зарубежных труб $n_{\text{стр}} = 1,75$, $n = 1,10$.

6.9. Определение проходимости обсадных колонн при спуске

Проходимость обсадных колонн при спуске в искривленном участке ствола скважины возможна при условии

$$B + G_{\text{кр}} - T_H - T_y - T_R \geq 0,$$

где B — составляющая веса колонны длиной L , направленная вдоль ее оси, Н; $G_{\text{кр}}$ — допустимая нагрузка на колонну весом труб, расположенных выше определяемого участка, при которой начинается продольный изгиб труб, Н (она не должна превышать допустимой технологической разгрузки колонны при спуске); T_H — сила сопротивления, вызванная трением колонны по стенке скважины, Н; T_y — сила сопротивления, вызванная контактным давлением под действием упругости колонны при прохождении искривленного участка, Н; T_R — сила сопротивления движению башмака колонны в искривленном участке ствола, Н.

$$B = 10q_1 L \cos \alpha_{\text{ср}},$$

где q_1 — масса 1 см обсадных труб с учетом потери массы в промывочной жидкости, кг; L — длина участка ствола, в пределах которого определяется проходимость колонны, принимается не менее 2000 см; $\alpha_{\text{ср}}$ — средний угол наклона ствола скважины в азимутальной плоскости на определяемом участке L , градус.

$$G_{\text{кр}} = 19,4 \sqrt{EIq_1^2 10},$$

где E — модуль Юнга ($E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа); I — осевой момент инерции труб, см^4 ,

$$I = 0,049 (D^4 - d^4),$$

D, d — наружный и минимальный внутренний диаметры труб, проходящих при спуске через участок L , см.

$$T_H = 10\mu q_1 L \sin \alpha_{\text{ср}},$$

где μ — коэффициент трения стали о породу ($\mu = 0,05 \div 0,60$). При наличии смазывающих добавок в буровом растворе $\mu \leq 0,2$. При сухом трении (в воздухе) $\mu \approx 0,6$.

$$T_y = \mu t L;$$

$$t = 768 \frac{EI l_{\text{max}}}{l^4};$$

$$l = 2 \sqrt{(R + 0,5D_c)^2 - (R + 0,5D_c - f_{\text{max}})^2},$$

где t — равномерно распределенная по длине участка колонны l удельная сила контактного давления, Н/см; l — длина прямолинейного участка колонны труб, вписывающегося в искривленную

часть ствола скважины, в пределах которой проверяется проходимость, см; $f_{\max}$ — зазор между стенкой скважины и муфтой, см ($f_{\max} = D_c - D_m$, D_c — диаметр скважины по кавернометрии на участке L , D_m — диаметр муфты трубы); R — пространственный радиус кривизны ствола скважины на участке L , см;

$$R = 57,325L/\Delta\psi,$$

где $\Delta\psi$ — изменение пространственного угла наклона ствола скважины на участке L , градус

$$\Delta\psi = 2\arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} \cos^2 \frac{\Delta\theta}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\theta}{2} \sin^2 \alpha_{cp}},$$

где $\Delta\alpha$ — изменение угла наклона ствола скважины в zenithной плоскости на участке L , градус; $\Delta\theta$ — то же, в азимутальной плоскости, градус.

$$T_k = \mu N + F,$$

где N — сила нормального давления башмака колонны на стенку скважины, Н,

$$N = \frac{200EI(2R + D_c)}{Rl(2R - D_c + 2D_m)};$$

F — сила, направленная вдоль оси колонны от воздействия башмака колонны на стенку искривленного ствола скважины, Н,

$$F = \frac{200EI}{R(2R - D_c + 2D_m)}.$$

При наличии нескольких интервалов с резкими изменениями пространственного угла условие проходимости проверяют на участке с меньшим значением R .

6.10. Расчет промежуточных колонн на износ

Все участки промежуточных колонн с проектной интенсивностью пространственного искривления более 4° на 100 м следует рассчитывать с учетом радиального износа обсадных труб в процессе бурения под следующую обсадную колонну. Радиальный износ обсадных труб определяют, исходя из нормативного объема работ по дальнейшему углублению скважины:

при роторном способе бурения

$$\delta_r = 2,2 \frac{ch_2}{\lambda l} \left\{ S + H_0 \left(\frac{l}{h_2} - 1 \right) + 3,14d_2 \left[\frac{nT_m}{2c} + \frac{5S}{gh_2} + \frac{5}{ch_2} (H_2 - H_1) \right] \right\};$$

при турбинном способе бурения

$$\delta_r = \frac{2,2ch_2}{\lambda l} \left\{ S + H_0 \left(\frac{l}{h_2} - 1 \right) + 3,14d_2 \left[\frac{5S}{gh_2} + \frac{5}{ch_2} (H_2 - H_1) \right] \right\},$$

где δ_r — возможный радиальный износ труб, мм; c — нормативное число рейсов при бурении интервала $H_2 - H_1$; h_2 — длина бурильного замка, м; λ — удельный путь трения, тыс. м/мм; l — средняя длина бурильной трубы в свече, м; S — средняя длина бурильных труб (колонны) при бурении интервала $H_2 - H_1$, м; H_0 — средняя длина УБТ при бурении интервала $H_2 - H_1$, м; d_2 — диаметр бурильного замка, м; n — средняя частота вращения ротора при бурении интервала $H_2 - H_1$, об/мин; T_m — нормативное время механического бурения интервала $H_2 - H_1$, мин; g — среднее число труб в одной свече; H_1 — глубина спуска колонны, для которой производится расчет, м; H_2 — глубина спуска следующей промежуточной (эксплуатационной) колонны, м.

$$S = H_1 - Z + \frac{(H_2 - H_1)(c + 1)}{2c},$$

где Z — глубина интервала скважины, для которого определяется радиальный износ обсадных труб, м.

Удельный путь трения находят из графика (рис. 6.5) в зависимости от интенсивности пространственного искривления ствола скважины $\Delta\psi$ в определяемом интервале. Рассчитав радиальный износ труб, определяют по номограмме (рис. 6.6) сминающее давление, которое может выдержать труба, выбранная без учета износа, при достижении глубины бурения H_2 . Если избыточное наружное давление в случае водонефтегазопрооявления при открытом устье больше сминающего давления для изношенных обсадных труб, расположенных в этом интервале, то толщина стенки труб должна быть увеличена. Расчет повторяют, т. е. необходимую толщину стенки труб спускаемой колонны определяют методом последовательного приближения.

Таблица 6.11

Радиус пространственного искривления ствола скважины (в м)

Средний зенит- ный угол на 100-м участке, градус	Изменение зенитного угла на данном 100-м участке, градус—мин	Изменение азимутального угла на данном 100-м участке, градус						
		0	10	20	30	40	50	60
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	3	1900	1670	1275	970	775	650	565
	4	1430	1310	1115	880	735	625	545
	5	1150	1085	955	810	695	600	525
	7—30	760	745	700	645	580	530	480
	10	570	565	545	520	495	460	430
	15	380	380	375	370	365	355	350
	20	285	285	285	285	285	285	285

Продолжение табл. 6.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	3	1900	1275	770	545	415	345	285
	4	1430	970	730	530	410	335	285
	5	1150	950	680	510	405	330	285
	7—30	760	700	570	460	380	320	275
	10	570	540	475	410	350	300	255
	15	380	375	350	325	295	265	240
30	20	285	285	275	260	245	230	215
	3	1900	985	550	380	290	235	195
	4	1430	895	535	370	285	230	195
	5	1150	815	515	360	285	230	195
	7—30	760	635	460	345	270	225	190
	10	570	515	410	320	260	220	190
40	15	380	365	320	275	235	205	180
	20	285	280	260	235	210	190	170
	3	1900	820	435	295	225	180	150
	4	1430	760	430	295	225	180	150
	5	1150	700	415	290	220	180	150
	7—30	760	585	385	280	215	175	150
	10	570	480	355	265	215	175	150
	15	380	350	290	240	195	165	145
	20	285	275	245	210	180	155	140

$\Delta\psi$, градус/10м

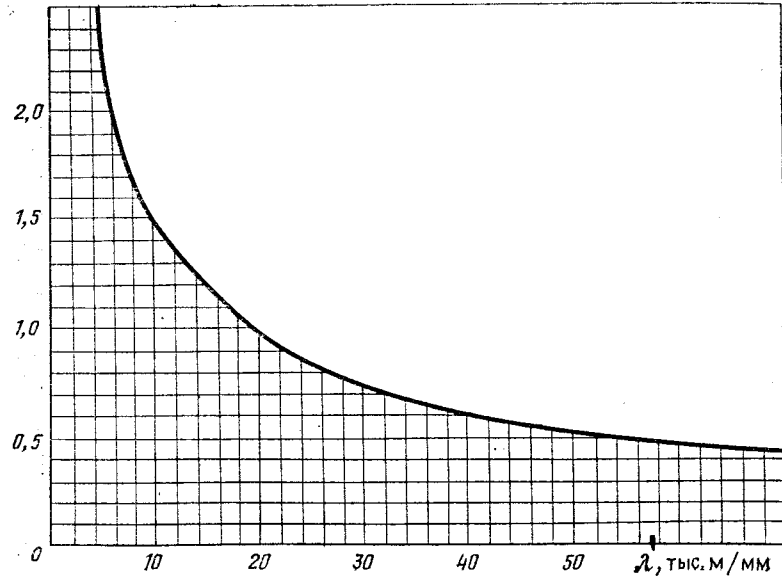


Рис. 6.5. Зависимость удельного пути трения λ от интенсивности пространственного искривления ствола скважины $\Delta\psi$

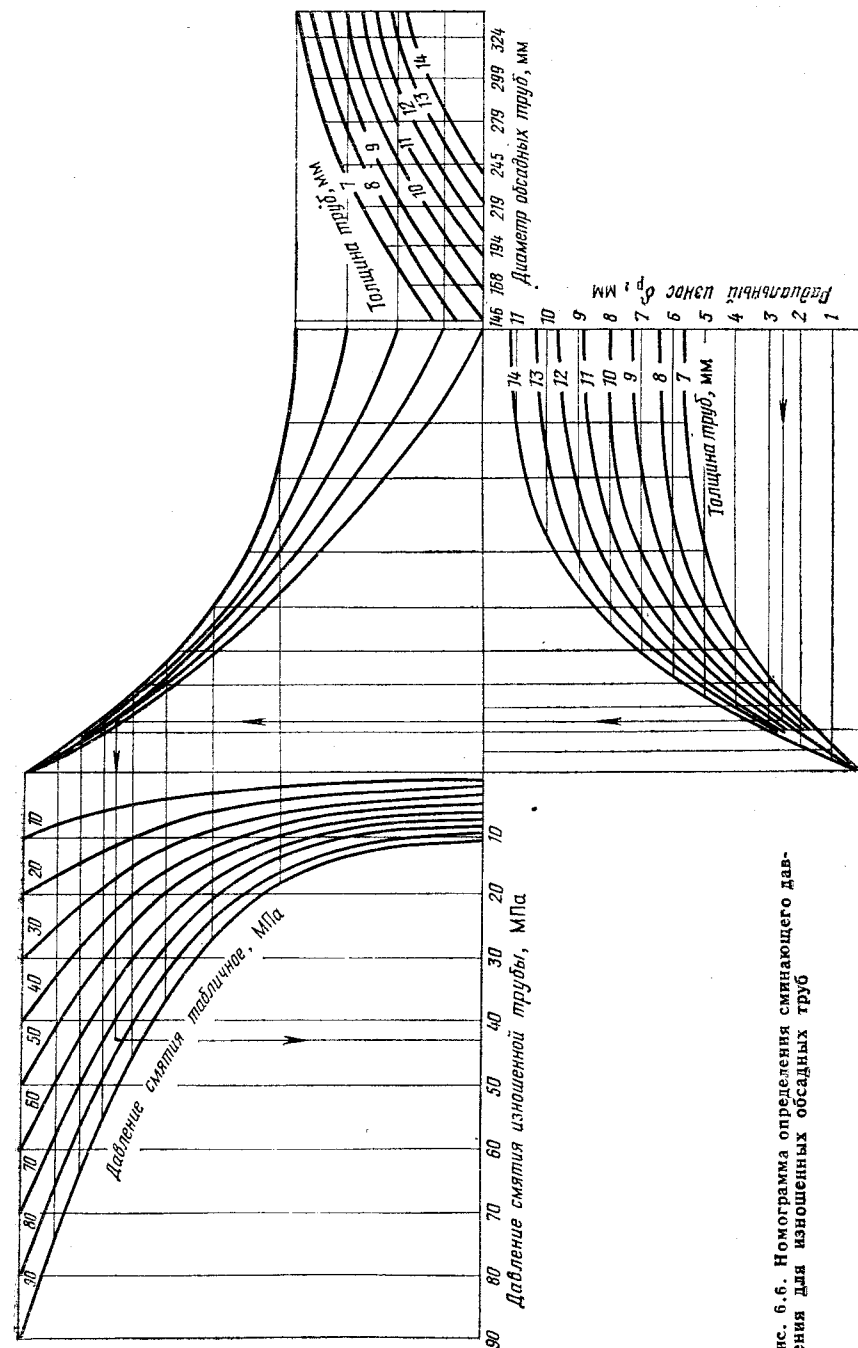


Рис. 6.6. Номограмма определения сминающего давления для изношенных обсадных труб

Таблица 6.12

Коэффициенты трения стали по породе (трение покоя)

Порода	Жидкость на контакте трения	Нормальное давление на контакте, МПа		
		0,1	1,0	5,0
1	2	3	4	5
Глина	Сухое трение	0,46	0,52	0,62
	Вода	0,16	0,17	0,21
	Глинистый раствор	0,15	0,18	0,20
	То же + УЩР, нефть	0,11	0,13	0,16
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,03	0,04	0,06
Аргиллит	Вода	0,36	0,38	0,46
	Глинистый раствор	0,32	0,34	0,40
	То же + УЩР, нефть	0,12	0,13	0,16
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,03	0,04	0,05
Известняк	Вода	0,21	0,23	0,30
	Глинистый раствор	0,20	0,22	0,28
	То же + УЩР, графит, СМАД	0,01	0,02	0,02
	То же + УЩР, нефть	0,05	0,06	0,07
Алеврит	Вода	0,33	0,36	0,45
	Глинистый раствор	0,30	0,31	0,38
	То же + УЩР, нефть	0,09	0,09	0,11
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,05	0,05	0,07
Песчаник	Вода	0,39	0,41	0,52
	Глинистый раствор	0,38	0,40	0,50
	То же + УЩР, нефть	0,10	0,10	0,13
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,04	0,05	0,07
Доломит	Вода	0,27	0,36	0,41
	Глинистый раствор	0,26	0,35	0,40
	То же + УЩР, нефть	0,05	0,06	0,09
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,02	0,03	0,04

Примечание. В опытах принято соотношение добавленных химических реагентов (в %): УЩР + нефть = 5 + 5; УЩР + СМАД + графит = 5 + 1,5 + 1,5.

6.11. Расчет расстояний между центраторами

В случае свободной подвески обсадной колонны (колонна не разгружена на забой) определяют расстояние (в м) от башмака до нейтрального сечения

$$H = 0,128 \frac{D^2 [(Z-h) \rho_n + \rho_p h] - d^2 \rho_p Z}{D^2 - d^2}$$

Безразмерные коэффициенты, характеризующие прогиб труб под собственным весом в наклонной скважине, определяют по формулам

$$A = 125 \frac{H^2 q_1 (D_c - D) \cos^2 \alpha_{cp}}{EI \sin \alpha_{cp}}; \quad C = 0,1 \sqrt{\frac{10EI}{H q_1 \cos \alpha_{cp}}}$$

Обозначения и размерности величин, входящих в формулы, указаны ранее в различных методиках. Задаваясь различными интервалами с шагом 0,25 Н, рассчитывают коэффициенты А и С и по номограмме (рис. 6.7) определяют расстояние между центрами l_n в выбранном интервале. Так, задаваясь интервалами 0,25Н, 0,50Н, 0,75Н и Н, расстояния между центраторами определяют в интервалах их расстановки: (0—0,25Н), (0,25Н—0,50Н), (0,50Н—0,75Н), (0,75Н—Н). Расстояние между центраторами может быть взято также по табл. 6.13.

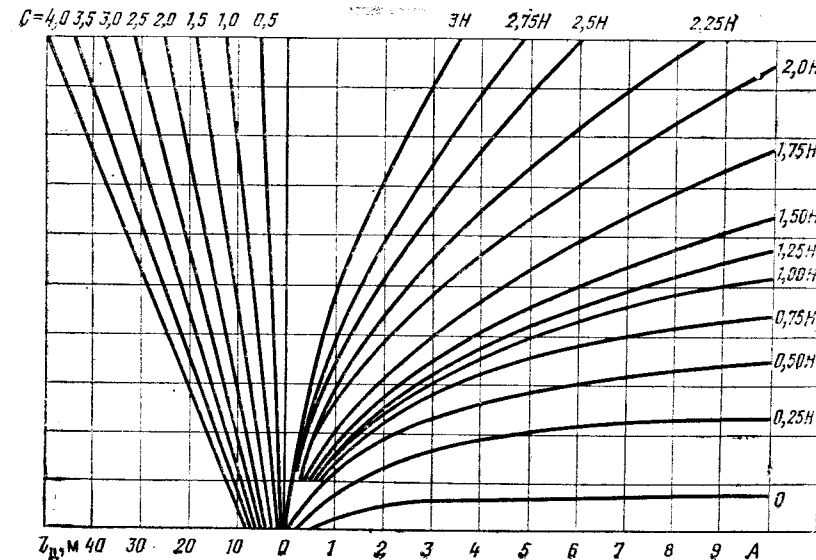


Рис. 6.7. Номограмма определения расстояния между центраторами

Таблица 6.13

Расстояние между центраторами в пределах сжатого участка обсадной колонны (в м)

Диаметр скважины, мм	Диаметр трубы, мм	Угол наклона скважины, градус									
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
320	245	22,6	19,1	17,2	16,1	15,2	14,6	14,1	13,7	13,4	13,2
295	219	21,5	18,2	16,4	15,3	14,4	13,9	13,4	13,0	12,7	12,5
269	219	19,2	16,2	14,7	13,7	13,0	12,4	12,1	11,7	11,4	11,2
245	168	19,6	16,5	14,9	14,0	13,2	12,6	12,2	11,9	11,6	11,4
214	168	17,7	14,9	13,5	12,6	11,9	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3
214	146	17,3	14,7	13,3	12,3	11,7	11,2	10,8	10,5	10,3	10,1
214	140	16,8	14,2	12,8	12,0	11,4	10,9	10,5	10,2	10,0	9,9
190	146	15,3	12,9	11,7	10,8	10,3	9,8	9,5	9,3	9,1	8,9
190	140	14,9	12,6	11,4	10,6	10,1	9,7	9,3	9,1	8,9	8,7
161	127	13,1	11,0	10,0	9,3	8,8	8,5	8,2	7,9	7,8	7,6
161	114	13,6	11,4	10,4	9,7	9,2	8,8	8,5	8,2	8,0	7,9

Примечание. В пределах растянутого участка обсадной колонны расстояние увеличить на 10—15 %.

6.12. Элементы оснастки обсадных колонн

Таблица 6.14

Шаблоны для обсадных труб (рис. 6.8)
ТУ 26-02-256—70

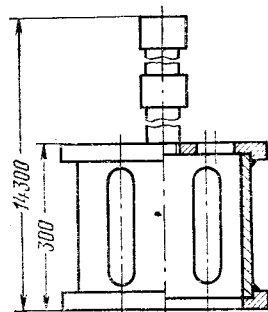


Рис. 6.8. Шаблон для обсадных труб

Наруж- ный диа- метр, мм	Диаметр шаблона, мм, для труб с толщиной стенки, мм							Масса, кг	
	7	8	9	10	11	12	14	шаблона без ручки (средняя)	всего комплекта с ручкой
	7	8	9	10	11	12	14		
114,3	97,3	95,3	—	—	—	—	—	1,97	26,9
127	110,0	108,0	—	—	—	—	—	2,35	30,4
139,7	122,7	120,7	118,7	116,7	114,7	—	—	2,75	37,5
146	129,0	127,0	125,0	123,0	121,0	—	—	3,05	39,3
168,3	151,3	149,3	147,3	145,3	143,3	141,3	137,3	4,0	49,0
177,8	160,8	158,8	156,8	154,8	152,8	150,8	146,8	4,25	46,5
193,7	176,7	174,7	172,7	170,7	—	166,7	162,7	5,10	46,5
219,1	202,1	200,1	198,1	196,1	—	192,1	—	6,40	53,0
244,5	226,5	224,5	222,5	220,5	—	216,5	212,5	10,20	80,5
273,1	255,1	253,1	251,1	249,1	—	245,1	—	13,60	97,5
298,5	—	278,5	276,5	274,5	272,5	270,5	—	14,60	102,5
323,9	—	—	301,9	299,9	297,9	295,9	—	15,95	93,3
339,7	—	—	317,7	315,7	313,7	311,7	—	17,15	98,1
351	—	—	328,0	326,0	324,0	322,0	—	16,95	109,1
377	—	—	354,0	352,0	350,0	348,0	—	19,35	118,7
406,4	—	—	383,4	381,4	379,4	377,4	—	22,55	131,5
425,5	—	—	—	401,0	399,0	397,0	—	27,30	123,0
508	—	—	—	—	481,0	—	—	41,0	82,3

Таблица 6.15

Кольца упорные «стоп» (размеры в мм) (рис. 6.9)
ТУ 26-02-245—70

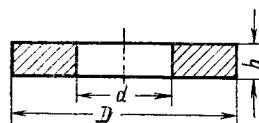


Рис. 6.9. Кольцо упорное «стоп»

Диаметр обсадной трубы	D	d	h	Масса, кг	Диаметр обсадной трубы	D	d	h	Масса, кг
114	106	60	15	0,70	273	262	200	18	3,25
127	118	70	15	0,83	299	288	230	18	3,40
140	130	80	15	0,96	324	313	250	18	3,90
146	131	80	15	1,00	340	329	270	20	4,30
168	158	105	18	1,58	351	338	280	20	4,40
178	168	115	18	1,66	377	364	300	20	5,30
194	184	130	18	1,88	407	395	340	20	5,00
219	209	150	18	2,35	426	413	350	22	6,40
245	234	180	18	2,48	508	497	440	24	12,00

Примечание. Изготавливаются из серого чугуна.

Таблица 6.16

Переводники для обсадных труб (размеры в мм) (рис. 6.10)
ТУ 36-2328—80

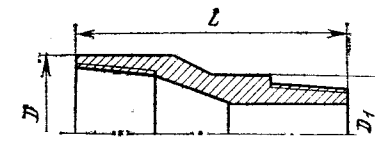


Рис. 6.10. Переводник для обсадных труб

Шифр	Резьба, ГОСТ 632—80		D	D ₁	L	Масса, кг
	Муфта	Ниппель				
ПО 168/146	168	146	188	166	430	22
ПО 219/146	219	146	243	166	430	28
ПО 219/168	219	168	243	188	430	32
ПО 273/168	273	168	298	188	460	38
ПО 273/219	273	219	298	243	460	42
ПО 324/219	324	219	351	243	460	50
ПО 324/273	324	273	351	298	460	54
ПО 377/324	377	324	402	351	460	65
ПО 426/324	426	324	451	351	460	72
ПО 426/377	426	377	451	402	460	78

Таблица 6.17

Переводники для обсадных труб (размеры в мм) (рис. 6.11)
ОСТ 39-137—81

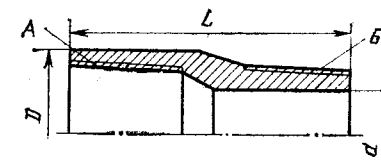


Рис. 6.11. Переводник для обсадных труб

Шифр	Резьба труб		D	d	L	Масса, кг
	A	Б				
1	2	3	4	5	6	7
ПО-168K×146K	168K	146K	188,7	124,7	275	13
ПО-168K×140K	168K	140K	188,7	118,7	283	14
ПО-146K×127K	146K	127K	166,0	108,6	254	10
ПО-146K×114K	146K	114K	166,0	97,1	272	11
ПО-140K×127K	140K	127K	153,7	108,6	240	8
ПО-140K×114K	140K	114K	153,7	97,1	258	8
ПО-127K×114K	127K	114K	141,3	97,1	232	7

1	2	3	4	5	6	7
ПО-168У×146У	168У	146У	187,7	124,7	310	15
ПО-168У×140У	168У	140У	187,7	118,7	315	15
ПО-146У×127У	146У	127У	166,0	105,6	292	12
ПО-146У×114У	146У	114У	166,0	93,9	304	11
ПО-140У×127У	140У	127У	153,7	105,6	274	9
ПО-140У×114У	140У	114У	153,7	93,9	287	10
ПО-127У×114У	127У	114У	141,3	93,9	260	8
ПО-168Т×146Т	168Т	146Т	187,7	124,7	282	13
ПО-168Т×140Т	168Т	140Т	187,7	118,7	293	14
ПО-146Т×127Т	146Т	127Т	166,0	105,6	269	11
ПО-146Т×114Т	146Т	114Т	166,0	93,9	288	12
ПО-140Т×127Т	140Т	127Т	153,7	105,6	257	11
ПО-140Т×114Т	140Т	114Т	153,7	93,9	277	9
ПО-127Т×114Т	127Т	114Т	141,3	93,9	250	8
ПО-168Г×146Г	168Г	146Г	187,7	124,7	288	13
ПО-168Г×140Г	168Г	140Г	187,7	118,7	299	14
ПО-146Г×127Г	146Г	127Г	166,0	105,6	274	11
ПО-146Г×114Г	146Г	114Г	166,0	93,9	292	12
ПО-140Г×127Г	140Г	127Г	153,7	105,6	261	9
ПО-140Г×114Г	140Г	114Г	153,7	93,9	281	9
ПО-127Г×114Г	127Г	114Г	141,3	93,9	250	8
ПО-245У×245К	245У	245К	269,9	216,9	291	26
ПО-219У×219К	219У	219К	244,5	190,7	287	24
ПО-194У×194К	194У	194К	215,9	168,3	270	17
ПО-178У×178К	178У	178К	194,5	152,4	264	14
ПО-168У×168К	168У	168К	187,7	144,1	258	13
ПО-146У×146К	146У	146К	166,0	124,7	246	11
ПО-140У×140К	140У	140К	153,7	118,7	238	8
ПО-127У×127К	127У	127К	141,3	108,6	227	7
ПО-114У×114К	114У	115К	127,0	97,1	213	5
ПО-245Т×245К	245Т	245К	269,9	216,9	272	24
ПО-219Т×219К	219Т	219К	244,5	190,7	273	22
ПО-194Т×194К	194Т	194К	215,9	168,3	259	16
ПО-178Т×178К	178Т	178К	194,5	152,4	258	13
ПО-168Т×168К	168Т	168К	187,7	144,1	246	12
ПО-146Т×146К	146Т	146К	166,0	124,7	233	10
ПО-140Т×140К	140Т	140К	153,7	118,7	230	8
ПО-127Т×127К	127Т	127К	141,3	108,6	218	6
ПО-114Т×114К	114Т	114К	127,0	97,1	212	5
ПО-245У×245У	245Т	245У	269,9	212,7	314	29
ПО-219Т×219У	219Т	219У	244,5	190,7	302	24
ПО-194Т×194У	194Т	194У	215,9	163,5	291	20
ПО-178Т×178У	178Т	178У	194,5	148,0	283	16
ПО-168Т×168У	168Т	168У	187,7	144,1	265	13
ПО-146Т×146У	146Т	146У	166,0	124,7	252	11
ПО-140Т×140У	140Т	140У	153,7	118,7	246	8
ПО-127Т×127У	127Т	127У	141,3	105,6	239	7
ПО-114Т×114У	114Т	114У	127,0	93,9	227	6

Примечания. 1. Обозначение резьбы: К — короткая треугольного профиля; У — удлиненная треугольного профиля; Т — обсадных труб типа ОТТМ; Г — обсадных труб типа ОТТГ и ТБО. 2. Переводники изготавливаются из стали групп прочности Д, Е, Л.

Муфты обсадных труб

Диаметр, мм		Длина муфты, мм		Масса, кг	
трубы	муфты	нормальная	удлиненная	нормальная	удлиненная
1	2	3	4	5	6

Треугольная резьба, исполнение «Б», ГОСТ 632—80

114,3	133,0	158	177	5,2	5,6
127,0	146,0	165	196	6,3	7,0
139,7	159,0	171	203	7,0	8,5
146,1	166,0	177	215	8,0	9,7
168,3	187,7	184	222	9,1	11,3
177,8	198,0	184	228	10,0	12,4
193,7	215,9	190	235	12,2	15,5
219,1	244,5	196	254	16,2	21,6
244,5	269,9	196	266	17,9	25,3
273,1	298,5	203	—	20,7	—
298,5	323,9	203	—	22,5	—
323,9	351,0	203	—	23,4	—
339,7	365,1	203	—	25,5	—
351,0	376,0	229	—	29,0	—
377,0	402,0	229	—	31,0	—
406,4	431,8	228	—	35,9	—
426,0	451,0	229	—	37,5	—
473,1	508,0	228	—	44,0	—
508,0	533,4	228	—	44,6	—

ОТТМ, ТУ 14-3-245—74, ТУ 14-3-622—74,
ТУ 14-3-655—78, ТУ 14-3-712—78, ТУ 14-3-793—78

139,7	159	182	—	7,3	—
146,0	166	182	—	7,8	—
168,3	188	190	—	9,3	—
177,8	198	198	—	10,5	—
219,1	249	218	—	18,0	—
244,5	270	218	—	19,5	—

ОТТМ, ГОСТ 632—80

114,3	133,0	170	—	5,6	—
127,0	146,0	174	—	6,6	—
139,7	159,0	182	—	7,3	—
146,1	166,0	182	—	7,9	—
168,3	187,7	190	—	9,5	—
177,8	198,0	193	—	10,5	—
193,7	215,9	206	—	13,4	—
219,1	244,5	218	—	18,0	—
244,5	269,9	218	—	19,9	—
273,1	298,5	218	—	22,2	—
298,5	323,9	218	—	24,1	—
323,9	351,0	218	—	25,1	—
339,7	365,1	218	—	27,3	—

ОТТГ-1, ТУ 14-3-280—74, ТУ 14-3-709—78,
ТУ 14-3-752—78, ТУ 14-3-902—80, ТУ 14-3-1188—83

139,7	159,0	218	—	10,9	—
168,3	187,7	225	—	14,0	—
219,1	244,5	254	—	21,6	—
244,5	269,9	254	—	23,9	—

Продолжение табл. 6.18

1	2	3	4	5	6
ОТТГ, ГОСТ 632—80					
114,3	133,0	205	—	6,8	—
127,0	146,0	210	—	7,9	—
139,7	159,0	218	—	9,1	—
146,1	166,0	218	—	9,5	—
168,3	187,7	225	—	11,3	—
177,8	198,0	234	—	13,9	—
193,7	215,9	243	—	15,7	—
219,1	244,5	254	—	21,6	—
244,5	269,9	254	—	23,9	—
273,1	298,5	254	—	26,7	—
Зарубежные трубы, стандарты 5А, 5АХ и 5АС АНИ					
114,3	127,0	159	—	3,7	—
127,0	141,3	165	—	4,6	—
139,7	153,7	171	—	5,2	—
168,3	187,7	184	—	9,1	—
177,8	194,5	184	—	8,3	—
193,7	215,9	190	—	10,2	—
219,1	244,5	197	—	16,2	—
244,5	269,9	197	—	17,9	—
273,0	298,4	203	—	20,7	—
298,4	323,8	203	—	22,6	—
339,7	365,2	203	—	25,5	—

Примечание. Муфты к зарубежным трубам с толщиной стенки более 12 мм имеют наружный диаметр больше табличного значения.

Таблица 6.19

Переводники с замковой резьбы на резьбу обсадных труб (размеры в мм) (рис. 6.12)
ОСТ 39-049—77

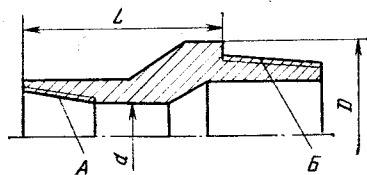


Рис. 6.12. Переводник с буровых труб на обсадные

Шифр	Резьба		D	d	L	Масса, кг
	А	Б				
1	2	3	4	5	6	7
П-3-62/114	3-62	114	133	36	366	17
П-3-76/114	3-76	114	133	45	366	19
П-3-88/114	3-88	114	133	58	366	18
П-3-88/127	3-88	127	146	58	380	23
П-3-88/140	3-88	140	159	58	390	26

Продолжение табл. 6.19

1	2	3	4	5	6	7
П-3-88/146	3-88	146	166	58	390	25
П-3-88/168	3-88	168	188	58	406	31
П-3-147/168	3-147	168	188	101	406	47
П-3-88/178	3-88	178	198	58	413	35
П-3-147/178	3-147	178	198	101	415	50
П-3-88/194	3-88	194	216	58	430	43
П-3-147/194	3-147	194	216	101	432	55
П-3-147/219	3-147	219	245	101	452	63
П-3-147/245	3-147	245	270	101	458	74
П-3-147/273	3-147	273	299	101	471	79
П-3-147/299	3-147	299	324	101	490	86
П-3-147/324	3-147	324	351	101	520	91
П-3-147/340	3-147	340	365	101	530	95
П-3-147/351	3-147	351	376	101	540	95
П-3-147/377	3-147	377	402	101	560	96
П-3-147/407	3-147	407	432	101	580	105
П-3-147/426	3-147	426	451	101	600	109
П-3-147/508	3-147	508	533	101	660	135

Примечание. Резьба обсадных труб короткая, треугольного профиля.

Таблица 6.20

Башмаки фрезерные и гладкие (размеры в мм) (рис. 6.13)
ТУ 34-2220—74

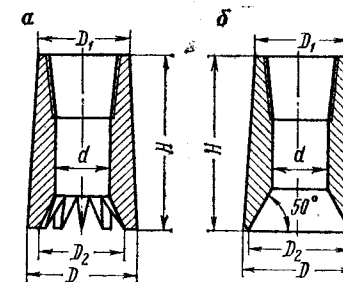


Рис. 6.13. Башмаки:

а — фрезерный; б — гладкий

Шифр	D	D ₁	D ₂	d	H	Масса, кг	Резьба по ГОСТ 632—80
БФ-168	188	184	165	155	160	9,5	168
БФ-219	243	238	217	205	170	12,4	219
БФ-273	294	284	268	258	180	14,8	273
БФ-324	344	340	320	307	185	17,5	324
БФ-377	396	390	370	358	185	22,0	377
БГ-168	188	184	184	155	160	7,5	168
БГ-219	242	238	236	205	170	12,4	219
БГ-273	294	284	287	258	180	15,0	173
БК-324	344	340	337	307	245	35,5	324
БГ-377	400	390	390	358	300	58,0	377

Таблица 6.21

Башмаки колонные (размеры в мм) (рис. 6.14)
ОСТ 39-011-74

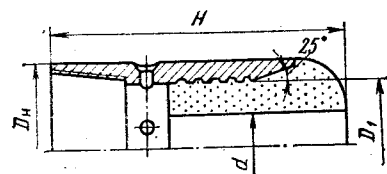


Рис. 6.14. Башмак колонный

Тип	D_n	H	d	Масса, кг	Тип	D_n	H	d	Масса, кг
БК-114	133	300	50	15	БК-273	299	430	130	65
БК-127	146	310	60	18	БК-299	324	430	150	73
БК-140	159	330	70	21	БК-324	351	440	160	85
БК-146	166	340	70	24	БК-340	365	440	170	90
БК-168	188	350	80	28	БК-351	376	450	180	98
БК-178	198	380	90	32	БК-377	402	460	190	112
БК-194	216	390	100	42	БК-407	432	460	200	125
БК-219	245	410	110	50	БК-426	451	500	220	145
БК-245	270	420	120	60	БК-508	533	500	280	180

Примечания. 1. Время работы не менее 80 ч. 2. Осевая нагрузка до 150 кН. 3. Бетонная смесь: портландцемент тампонажный + песок для строительных работ средний, модуль крупности $M_K = 2,0 \div 2,5$. Соотношение цемент : песок : вода = 3 : 1 : 1,5.

Таблица 6.22

Башмаки для обсадных труб (размеры в мм) (рис. 6.15)
ОСТ 26-02-227-71

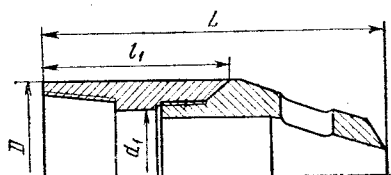


Рис. 6.15. Башмак для обсадных труб

Тип	D	L	d_1	l_1	Резьба А по ГОСТ 632-80	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7
БП-114	133	500	103	320	Удлиненная	22
БП-127	146	530	115	350		26
БП-140	159	560	128	380		31
БП-146	166	560	133	400		35
БП-168	188	625	156	405		42
БП-178	198	645	164	415		55
БП-194	216	655	180	430		69
БП-219	245	715	206	460		79
БП-245	270	785	231	480		90
БП-273	299	800	260	485	Нормальная	113
БП-299	324	805	285	485		143

Продолжение табл. 6.22

1	2	3	4	5	6	7
БП-324	351	865	308	485	Нормальная	154
БП-340	365	880	326	510		156
БП-351	376	880	333	510		173
БП-377	402	960	359	510		196
БП-407	432	1050	390	510		220
БП-426	451	1085	407	550		259
БП-508	533	1085	494	550		278

Примечание. Корпус башмака — из стали Ст. 3; пробка — из чугуна СЧ 12-24.

Таблица 6.23

Клапаны обратные дроссельные (рис. 6.16)
ТУ 39-01-08-281-77, ТУ 39-01-08-282-77

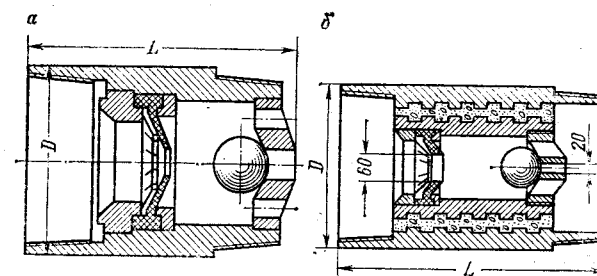


Рис. 6.16. Клапаны дроссельные:
а — ЦКОД-1; б — ЦКОД-2

Шифр	Диаметр колонны, мм	D , мм	L , мм	Рабочее давление, МПа	Температура, °C	Масса, кг
ЦКОД-1 (рис. 6.16, а)						
ЦКОД-114-1	114	133	290	15	200	11
ЦКОД-127-1	127	146	330	15	200	14
ЦКОД-140-1	140	159	350	15	200	17
ЦКОД-146-1	146	166	350	15	200	20
ЦКОД-168-1	168	188	350	15	200	25
ЦКОД-178-1	178	198	325	15	200	30
ЦКОД-194-1	194	216	325	15	200	32
ЦКОД-2 (рис. 6.16, б)						
ЦКОД-219-2	219	245	318	10	150	39
ЦКОД-245-2	245	270	265	10	150	57
ЦКОД-273-2	273	299	340	7	150	59
ЦКОД-299-2	299	324	345	7	150	66
ЦКОД-324-2	324	351	350	7	150	77
ЦКОД-340-2	340	365	350	7	150	82
ЦКОД-351-2	351	376	365	5	100	86
ЦКОД-377-2	377	402	370	5	100	96
ЦКОД-407-2	407	432	374	5	100	105
ЦКОД-426-2	426	451	380	5	100	115

Примечания. 1. Диаметр шара 76 мм. 2. Режим промыски: $Q \leq 60$ л/с; $t \leq 30$ ч.

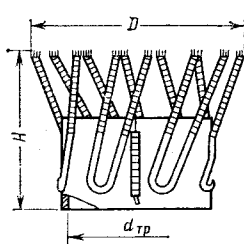


Таблица 6.24
Скребки корончатые (размеры в мм) (рис. 6.17)
ТУ 39/5-329—74

Рис. 6.17. Скребок корончатый

Тип	$d_{тр}$	D	Диаметр скважины	H
СК 127/161	127	230	161—190	190
СК 140/190	140	250	190—214	190
СК 146/190	146	250	190—214	190
СК 168/214	168	300	214—245	190
СК 219/269	219	350	269—295	230
СК 245/295	245	400	295—324	230

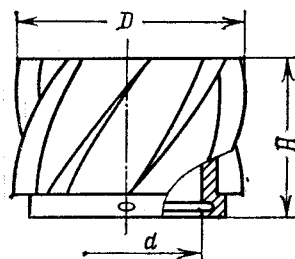


Таблица 6.25
Турбулизаторы (размеры в мм) (рис. 6.18)
ТУ 39-01-08-284—77

Рис. 6.18. Турбулизатор

Шифр	Диаметр скважины	D	d	H	Масса, кг
1	2	3	4	5	6
ЦТ 114/143-146	143—146	141	116	95	2,0
ЦТ 114/149-151	149—151	147	116	95	2,0
ЦТ 127/158-165	158—165	156	129	105	2,5
ЦТ 127/165-171	165—171	163	129	105	2,5
ЦТ 140/187-191	187—191	185	142	115	3,0
ЦТ 140/196-200	196—200	194	142	115	3,0
ЦТ 140/212-216	212—216	210	142	115	3,0
ЦТ 146/187-191	187—191	185	148	120	3,5
ЦТ 146/196-200	196—200	194	148	120	3,5
ЦТ 146/212-216	212—216	210	148	120	3,5
ЦТ 168/212-216	212—216	210	171	135	4,5
ЦТ 168/222-228	222—228	220	171	135	4,5
ЦТ 168/245-251	245—251	242	171	135	4,5
ЦТ 168/269	269	267	171	135	4,5
ЦТ 178/245-251	245—251	242	181	145	5,0
ЦТ 178/269	269	267	181	145	5,0
ЦТ 194/245-251	245—251	242	197	160	6,0

Продолжение табл. 6.25

1	2	3	4	5	6
ЦТ 194/269	269	267	197	160	6,0
ЦТ 219/269	269	267	222	180	8,5
ЦТ 219/295	295	293	222	180	8,5
ЦТ 219/311-320	311—320	309	222	180	8,5
ЦТ 245/295	295	293	248	200	11,0
ЦТ 245/311-320	311—320	309	248	200	11,0
ЦТ 245/349	349	347	248	200	11,0
ЦТ 273/349	349	347	276	220	14,0
ЦТ 273/374-381	375—381	371	276	220	14,0

Примечания. 1. Число резиновых лопастей — 8. 2. Скорость спуска колонны $\leq 1,2$ м/с. 3. Температура в скважине $\leq 100^\circ\text{C}$. 4. Плотность промывочной жидкости $\leq 2,1$ г/см³.

Таблица 6.26
Центраторы пружинные (рис. 6.19)
ТУ 39-01-08-283—77

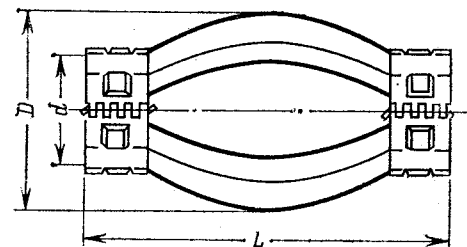


Рис. 6.19. Центратор пружинный

Шифр	d , мм	Диаметр скважины, мм	D , мм	G , кН	Число пружин	Масса, кг
ЦЦ-114/146-165-1	116	146—165	210	5	4	9,0
ЦЦ-127/165-191-1	129	165—191	240	5	4	9,0
ЦЦ-140/191-216-1	142	191—216	264	8	6	10,0
ЦЦ-146/191-216-1	148	191—216	270	8	6	10,3
ЦЦ-146/222-251-1	148	222—251	300	8	6	10,6
ЦЦ-168/216-245-1	170	216—245	292	8	6	11,3
ЦЦ-168/251-270-1	170	251—270	320	8	6	11,8
ЦЦ-178/245-270-1	180	245—270	330	8	6	13,0
ЦЦ-194/245-270-1	196	245—270	320	8	6	14,5
ЦЦ-219/269-295-1	221	269—295	345	8	6	16,0
ЦЦ-245/295-320-1	247	295—320	370	10	8	16,8
ЦЦ-273/349-1	275	349	400	10	8	20,0
ЦЦ-299/349-381-1	301	349—381	430	10	8	25,0
ЦЦ-324/394-1	326	394	445	13	10	28,0
ЦЦ-340/394-445-1	342	394—445	510	13	10	30,0
ЦЦ-351/445-490-1	353	445—490	540	13	10	33,0
ЦЦ-377/490-1	379	490	566	16	12	35,0
ЦЦ-407/508-1	409	508	558	16	12	40,0
ЦЦ-426/508-1	428	508	580	16	12	42,0

Примечания. 1. G — максимальная радиальная нагрузка, кН; допустимая осевая нагрузка 12 кН. 2. Скорость спуска колонны до 1,2 м/с. 3. Длина центратора L не обусловлена.

Таблица 6.27

Пробки продавочные (размеры в мм) (рис. 6.20)
ТУ 39-01-268—76, ТУ 39-208—76

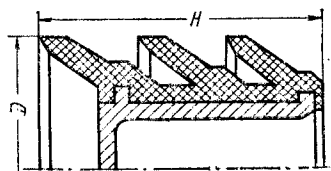
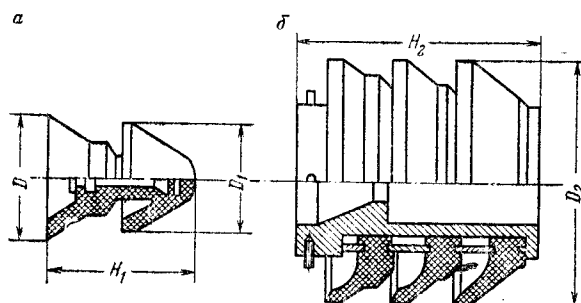


Рис. 6.20. Пробка продавочная

Шифр	Диаметр обсадной колонны	Уплотняемый диаметр		D	H	Δp , МПа	Масса, кг
		максимальный	минимальный				
ПП 114×146	114—146	130	96	136	253	6	3,8
ПП 146×168	146—168	154	124	158	205	6	5,2
ПП 178×194	178—194	180	154	185	255	6	6,6
ПП 219×245	219—245	230	195	235	320	6	13,2
ПП 273×299	273—299	282	249	285	380	4	17,0
ПП 324×351	324—351	333	300	335	510	4	24,5
ПП 377	377	359	353	364	560	3	59,0
ПП 407×426	407—426	406	382	410	620	3	73,5

Таблица 6.28

Пробки продавочные двухсекционные (размеры в мм) (рис. 6.21)
ТУ 39-207—76

Рис. 6.21. Пробка продавочная, двухсекционная:
а — верхняя часть; б — нижняя часть

Шифр	Верхняя часть							Нижняя часть						
	Диаметр буровой трубы	Уплотняемый диаметр		D	D ₁	H ₁	Масса, кг	Диаметр обсадной трубы	Уплотняемый диаметр		D ₂	H ₂	Δp , МПа	Масса, кг
		минимальный	максимальный						минимальный	максимальный				
СП 114×146 СП 146×168 СП 178×194	114—140	68	124	128	105	230	1,7	114—146 146—168 178—194	96 124 154	128 154 180	136 158 185	266 245 260	6 6 6	4,0 8,6 10,0
СП 219×245 СП 273×299 СП 324×351 СП 377 СП 407×426	140—147	91	130	131	131	236	2,2	219—245 273—299 324—351 377 407—426	195 249 300 354 382	230,5 282 300 359 406	236 285 335 364 410	367 400 500 634 700	6 4 4 4 4	15 23 31 73 104

Таблица 6.29

Муфта для ступенчатого цементирования (размеры в мм) (рис. 6.22)
ТУ 39-860—83, ТУ 39-961—83

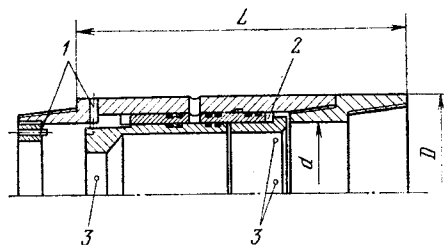


Рис. 6.22. Муфта для двухступенчатого цементирования:
1 — стопорные штифты; 2 — запорный стакан; 3 — срезные штифты

Шифр	Диаметр обсадных труб	D	d	L	G, кН	Δp , МПа	Масса, кг
МСЦ1-140	140	168	120	665	750	60	60/15
МСЦ1-146	146	176	125	665	900	58	62/15
МСЦ1-168	168	196	146	665	1200	50	75/25
МСЦ1-178	178	210	156	665	1500	48	80/25
МСЦ1-194	194	226	172	665	2000	46	96/35
МСЦ1-219	219	257	195	665	2000	43	104/43
МСЦ1-245	245	283	224	680	2000	40	125/48
МСЦ2-273	273	312	250	—	2100	36	185/70
МСЦ2-299	299	338	275	—	2250	32	215/80
МСЦ2-324	324	362	303	—	2400	30	250/90
МСЦ2-340	340	383	315	—	2500	30	275/100

Примечания. 1. Допустимая температура применения +100 °С. 2. В комплект входят пробки: продажная, падающая и запорная. 3. В знаменателе указана масса разбухающих деталей.

6.13. Пакеры для предотвращения затрубных проявлений

Пакеры заколонные, ОСТ 39-149—82

ППГ — пакеры для предотвращения затрубных газонефтеводопроявлений (для распаковки необходимо внутри обсадной колонны создать избыточное давление после получения давления «стоп»),

ПГП — пакер гидравлический проходной для предотвращения затрубных газонефтеводопроявлений (не требует создания избыточного давления)

ПДМ — пакер двухступенчатого и манжетного цементирования,

ПГБ — пакер для герметизации башмака обсадной колонны.

Таблица 6.30

Пакеры заколонные (размеры в мм) ОСТ 39-149—82

Шифр	Диаметр			Длина
	колоны	пакера	скважины	
ППГ (ПГП)-140	140	175	190,5—245	4500
ППГ (ПГП)-146	146	175	215,9—245	4500
ППГ (ПГП)-168	168	200	215,9—275	4500
ППГ (ПГП)-178	178	210	244,5—275	4500
ППГ (ПГП)-194	194	225	244,5—300	4500
ППГ (ПГП)-219	219	250	269,9—330	4500
ППГ (ПГП)-245	245	275	295,3—365	4500
ПДМ-140	140	175	190,5—245	4000
ПДМ-146	146	175	215,9—245	4000
ПДМ-168	168	200	215,9—275	4000
ПДМ-178	178	210	244,5—275	4000
ПДМ-194	194	225	244,5—300	4500
ПДМ-219	219	250	269,9—330	4500
ПДМ-245	245	275	295,3—365	4500
ПГБ-168	168	200	215,9—275	4000
ПГБ-178	178	210	244,5—275	4000
ПГБ-194	194	225	244,5—300	4500
ПГБ-219	219	250	269,9—330	4500
ПГБ-245	245	275	295,3—365	4500
ПГБ-273	273	305	320,0—394	5000
ПГБ-299	299	335	393,7—425	5000
ПГБ-324	324	360	393,7—460	5000

Примечания. 1. Растягивающая нагрузка для всех пакеров >1000 кН; 2. Рабочая температура для резиноканевого рукава — 100 °С, резиноталлического — 150 °С.

Таблица 6.31

Пакер разбухаемый для тампонирувания зон поглощения (рис. 6.23)
ТУ 39-01-233—76

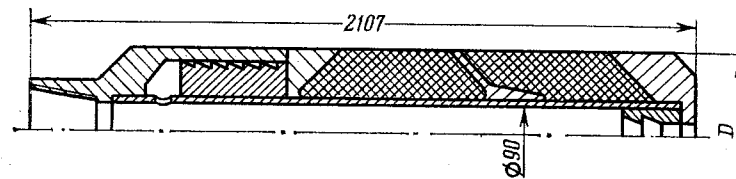


Рис. 6.23. Пакер разбухаемый

Шифр	D, мм	Температура, °С	Уплотняемый диаметр, мм	Масса, кг
РПМ-175	175	100	220	140
РПМ-195	195	100	240	150

Примечания. 1. Резьба 3-147 по ГОСТ 5286—75. 2. Перепад давления не обусловлен.

Таблица 6.32

Пакеры для предотвращения затрубных проявлений (размеры в мм) (рис. 6.24)
ТУ 39-01-04-495—79, ТУ 39-01-682—81

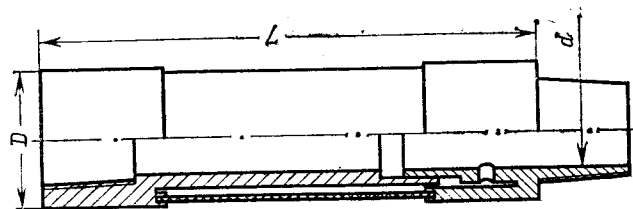


Рис. 6.24. Пакер для предотвращения затрубных проявлений

Шифр	Диаметр обсадной колонны	Уплотняемый диаметр	D	d	L	Масса, кг
ППГ-146	146	245	172	124	5350	270
ППГ-146	146	—	172	124	5035	290
ППГ-168	168	273	195	144	5350	310
ППГ-168	168	—	195	144	5035	340

Примечания. 1. Допустимая температура +100 °С. 2. Допустимый перепад давления 15 МПа. 3. Допустимые нагрузки: растяжения — 800 кН, смятия — 25 МПа, внутренние — 20 МПа.

Таблица 6.33

Устройство для разобщения пластов (рис. 6.25)
ТУ 39-01-08-669—81

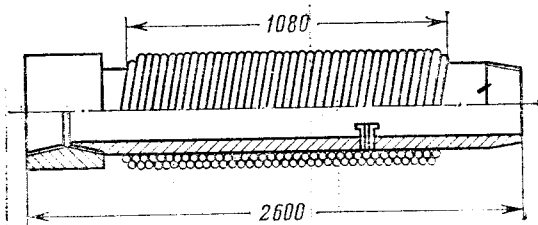


Рис. 6.25. Устройство для разобщения пластов

Шифр	Число отверстий	Диаметр, мм		Масса, кг
		колонны	устройства	
УРП-127Д (Т)	4	127	151	146
УРП-127Д-2 (Т)	2	127	151	146
УРП-140Д-4 (Т)	4	140	164	174
УРП-140Д-2 (Т)	2	140	164	174
УРП-146Д-4 (Т)	4	146	170	184
УРП-146Д-2 (Т)	2	146	170	184
УРП-168Д-4 (Т)	4	168	192	216
УРП-168Д-2 (Т)	2	168	192	216

Примечания. 1. Длина устройства 3800 мм. 2. Забойная температура не более 100 °С.

Таблица 6.34

6.14. Подача и давление, развиваемые цементировочными агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулки, мм									
		100		110		115 (120)		125		140	
		Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
ЦА-320М	I	1,40	40	—	—	1,74	32	2,35	24	—	—
	II	2,55	32	—	—	3,16	26	4,28	19	—	—
	III	4,80	16	—	—	5,98	14	8,10	10	—	—
	IV	8,65	9	—	—	10,70	8	14,50	6	—	—
ЗЦА-400А	I	—	—	6,6	40	—	—	8,8	30	11,2	23
	II	—	—	9,5	27	—	—	12,6	21	16,1	16
	III	—	—	14,1	18	—	—	18,6	14	23,8	11
	IV	—	—	19,5	13	—	—	23,4	10	33,0	8
4АН-700	I	6,0	70	—	—	9,0	47	—	—	—	—
	II	8,3	51	—	—	12,3	34	—	—	—	—
	III	11,6	36	—	—	17,3	24	—	—	—	—
	IV	14,6	29	—	—	22,0	19	—	—	—	—

Примечания. 1. Подача Q — в л/с, давление p — в МПа. 2. Подача смесительной машины 2СМН-20 составляет 10—20 л/с.

Таблица 6.35

6.15. Головки колонные цементировочные (рис. 6.26)
ТУ 39-01-269—76

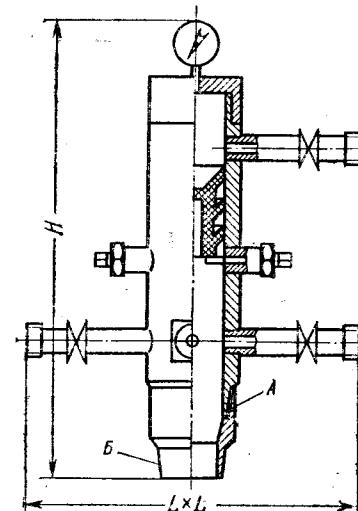


Рис. 6.26. Головка колонная цементировочная

Шифр	Диаметр обсадной колонны, мм	L, мм	H, мм	p, МПа	Число подсоединяемых линий	Масса, кг	Резьба по ГОСТ 632—80	
							A	B
ГУЦ 140-168×400-1	140, 146, 168	1148	875	40	5	255	168	140, 146
ГУЦ 140-168×400-2	140, 146, 168	1930	875	40	5	437	168	140, 146
ГУЦ 178-194×320-1	178, 194	1190	935	32	5	290	194	178
ГУЦ 219-245×320-1	219, 245	1125	970	32	5	333	245	219
ГУЦ 273-299×250-1	273, 299	1270	1060	25	5	364	299	273
ГУЦ 324-340×100-1	324, 340	1320	1100	10	5	396	340	324
ГЦК 377×64	377	528	685	6	2	145	377	377
ГЦК 426×50	426	579	685	5	2	161	426	426

Примечания. 1. Условный диаметр подсоединяемых линий 50 мм. 2. Резьба у головок ГЦК по ТУ 14-3-71—72.

6.16. Материалы, применяемые при разобщении пластов

Классификация тампонажных цементов, ГОСТ 25597—83

По плотности:

легкие ($\rho < 1,4 \text{ г/см}^3$)

облегченные ($\rho = 1,4 \div 1,65 \text{ г/см}^3$)

нормальные ($\rho = 1,65 \div 1,95 \text{ г/см}^3$)

утяжеленные ($\rho = 1,95 \div 2,30 \text{ г/см}^3$)

тяжелые ($\rho > 2,30 \text{ г/см}^3$)

По температуре применения:

для низких температур ($< 15^\circ\text{C}$)

» нормальных » ($15-50^\circ\text{C}$)

» умеренных » ($50-100^\circ\text{C}$)

» повышенных » ($100-150^\circ\text{C}$)

» высоких » ($150-250^\circ\text{C}$)

» сверхвысоких » (250°C)

По объемным деформациям:

безусадочные (расширение до 0,1 %)

расширяющиеся (расширение более 0,1 %)

цементы, к которым требования не предъявляют.

Таблица 6.36

Материалы, применяемые при разобщении пластов

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ
1	2
Портландцемент тампонажный	ГОСТ 1581—78
Цементы:	
глиноземистый	ГОСТ 969—77
гипсоглиноземистый	ГОСТ 11052—74
облегченный ОЦГ	ТУ 39-01-08—469—79
облегченный ОЦХ	ТУ 39-08-046—74
облегченный шлаковый ОШЦ-120	ТУ 39-08-296—77
утяжеленные УЦГ и УШЦ	ТУ 39-01-08-535—80
шлакопесчаный ШПЦС	ТУ 39-017—80
термосолестойкий ТСЦ	ТУ 39-031—75
термостойкий тампонажный ТТЦ-700	ТУ 39-01-497—80
Состав тампонажный	ТУ 38-10928—79

Продолжение табл. 6.36

1	2
Мел:	
природный обогащенный	ГОСТ 12085—73
природный комовый, дробленый и молотый	ОСТ 21-10—71
молотый	ТУ 6-18-26—78
Песок:	
кварцевый	ТУ 2-036-836—80
»	ТУ 21-25-109—79
нормальный	ТУ 2-036-838—80
Зола сланцевая	ТУ 38-10929—79
Отходы ТЭС золошлаковые для производства цемента	ТУ 34-70-10347—81
Глинопокрошки	ТУ 39-01-08-658—81
Кальций хлористый	ГОСТ 450—77
Натрий хлористый	ТУ 6-13-15—77
Виноградная кислота синтетическая СВК, двуводная	ТУ 6-09-3938—75
То же, одноводная	ТУ 6-09-3939—75
Фурфурол технический	ГОСТ 10437—80
Сульфидно-дрожжевая бражка	ГОСТ 23239—78
То же	ОСТ 81—79—74
Концентрат СДБ порошкообразный	ТУ 81-04-225—79
Конденсированная ССБ	ТУ 39-9-22—74
Феррохромлигносульфонат ФХЛС	ТУ 39-01-08-348—78
Гипан	ТУ 6-01-166—74
Декстрин	ГОСТ 6034—74
Натрия бихромат технический	ГОСТ 2651—78Е
Калия бихромат технический	ГОСТ 2652—78Е
Поливиниловый спирт ПВС-ТР	ТУ 6-05-041-587—75
Спирты синтетические, жирные, $C_{10}-C_{18}$	ТУ 38-10737—78
Аэросил МАС-200	ТУ 39-08-125—77
Буферная жидкость БП-100	ТУ 39-08-115—77
Лента ФУМ	ТУ 6-05-1388—76
Состав уплотнительный УС-1	ТУ 38-101440—82
Смазки резьбовые Р-113, Р-402, Р-416	ТУ 38-101708—78Е
То же, Р-2МВП	ТУ 38-101332—76

Таблица 6.37

Свойства цементных растворов

Вид цемента	Температура, °С		Добавка замедлителя, %			В/Ц	Растекаемость, см	Плотность, г/см³	Условия испытания		Сроки схватывания, ч	
	рекомендуемая	допускаемая	ССБ	гипан	хромпик				Т, °С	Р, МПа	начало	конец
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ШПЦС-120	80—160	40—160	—	—	—	0,45	18—20	1,80—1,82	50	—	2—9	9—13
			0,05—0,1	—	0,05—0,1		18—20	1,80—1,82	80	30	3—5	5—9
			0,15—0,3	—	0,15—0,3		20—23	1,78—1,81	120	40	3—6	5—9
			0,4—0,6	—	0,4—0,6		22—24	1,78—1,81	160	50	4—6	5—8
			—	0,15	0,15		20—22	1,80—1,82	160	50	4—6	5—8
ШПЦС-200	160—220	100—250	0,1	—	0,1	0,45	20—22	1,80—1,82	100	30	4—7	5—8
			0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	1,80—1,81	160	60	3—6	5—8
			—	0,2—0,3	0,1—0,3		20—22	1,79—1,82	180	60	4—7	6—10
			—	0,5—0,6	0,3—0,5		21—23	1,80—1,82	220	70	4—7	6—10
			—	0,5—1,0	0,5—1,0		20—21	1,80—1,82	235	80	4—7	6—10
			—	0,6—1,0	0,5—1,0		20—22	1,80—1,82	250	100	3—5	6—9
			—	—	—		—	—	—	—	—	—
УЦГ-1	20—80	20—100	—	—	—	0,35	20—21	2,06—2,15	20	—	6—10	9—13
			0,1—0,3	—	—		21—23	—	75	20	4—7	6—10
			0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	100	40	3—5	5—8
УЦГ-2	20—80	20—100	—	—	—	0,33	19—21	2,16—2,25	20	—	6—10	9—13
			0,1—0,3	—	—		21—23	—	75	20	4—7	6—10
			0,3—0,4	—	0,3—0,4		22—24	—	100	40	3—5	5—8

Продолжение табл. 6.37

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
УШЦ-1-120	80—160	40—160	—	—	—	0,34	16—20	2,10—2,13	40	—	6—8	9—12
			0,05—0,1	—	—		20—21	—	80	20	3—5	5—8
			0,15—0,3	—	0,15—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9
			0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24	—	160	70	4—6	5—8
			—	0,15	0,15		20—22	—	160	70	4—6	5—8
УШЦ-2-120	80—160	40—160	—	—	—	0,32	19—20	2,20—2,22	40	—	6—8	9—12
			0,05—0,1	—	—		20—21	—	80	20	3—5	5—8
			0,2—0,3	—	0,15—0,3		21—23	—	120	40	3—6	5—9
			0,4—0,5	—	0,4—0,8		22—24	—	160	70	4—6	5—8
			—	0,1—0,15	0,1		20—22	—	160	70	4—6	5—8
УШЦ-1-200	160—250	100—300	0,1	—	0,1	0,34	20—21	2,10—2,12	100	20	3—5	5—8
			0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	160	60	3—6	5—8
			—	0,5—0,6	0,5—0,6		20—22	—	220	80	4—7	6—10
			—	0,6—1,0	0,6—1,0		20—22	—	250	100	3—5	6—9
УШЦ-2-200	160—250	100—300	0,1	—	0,1	0,32	20—21	2,20—2,22	100	20	3—5	5—8
			0,3—0,5	—	0,3—0,5		22—24	—	160	60	3—5	5—8
			—	0,5—0,6	0,5—0,6		20—22	—	220	80	3—7	6—10
			—	0,6—1,0	0,6—1,0		20—22	—	250	100	3—5	6—9

Примечание. Цементы типа УЦГ, УШЦ, ШПЦС изготавливает Константиновский завод, типа ШПЦС-200 — Ильинский завод.

Таблица 6.38

Параметры цементно-глинистых смесей на пресной воде (цемент для «горячих» скважин Новороссийского завода; вода питьевая, г. Симферополь)

Глина	Соотношение цемент : глина	Водосмесное отношение	Плотность, г/см ³	Растекае- мость смеси, см
Махарадзевская	4 : 1	0,73	1,62	23
	3,5 : 1	0,75	1,58	23
	3 : 1	0,80	1,57	23
	2,5 : 1	0,90	1,52	23
	2 : 1	0,95	1,50	22
Иджеванская	4 : 1	0,70	1,58	22
	3,5 : 1	0,75	1,55	23,5
	3 : 1	0,80	1,54	23,5
	2,5 : 1	0,85	1,53	23
	2 : 1	0,90	1,52	23,5
Аскангельская	4 : 1	0,80	1,56	22
	3,5 : 1	0,85	1,52	22,5
	3 : 1	0,90	1,49	22
	2,5 : 1	1,00	1,45	23
	2 : 1	1,00	1,44	22

Примечание. Растекаемость может изменяться в зависимости от жесткости воды затворения.

6.17. Определение забойной температуры перед цементированием

Во время промывки перед цементированием температура на забое понижается, а после прекращения промывки восстанавливается.

Температура понижения на забое скважины во время промывки определяется по формуле Г. Г. Полякова

$$t_{\text{пон}} = t_{\text{заб}} B A,$$

температура восстановления после прекращения циркуляции

$$t_{\text{вос}} = t_{\text{заб}} B (A + C),$$

где $t_{\text{заб}}$ — температура на забое скважины, определенная термометрией, °C; B — коэффициент повышения температуры, зависящий от термического градиента; A — коэффициент понижения температуры при промывке, зависящий от интенсивности и времени промывки; C — коэффициент восстановления температуры после прекращения промывки, зависящий от интенсивности промывки и времени восстановления температуры на забое.

Таблица 6.39

Температура, °C	Плотность раствора, г/см ³			
	облегченного	нормального	утяжеленного	
	1,4-1,6	1,80-1,82	2,06-2,16	2,16-2,25
45	ОЦХ	Цемент для «холодных» скважин	УЦГ-1	УЦГ-2
80	ОЦГ	Цемент для «горячих» скважин	УШЦ-1	УШЦ-2
100				
160	ОШЦ	ШПЦ-120	УШЦ-1-120	УШЦ-2-120
220		ШПЦ-200	УШЦ-1-200	УШЦ-2-200

Таблица 6.40

Значения коэффициента A

Интенсивность промывки, л/с	Продолжительность промывки, мин					
	10	20	30	60	90	120
10	0,917	0,872	0,836	0,774	0,741	0,720
15	0,917	0,863	0,826	0,758	0,723	0,701
20	0,913	0,857	0,817	0,745	0,710	0,686
25	0,910	0,852	0,811	0,739	0,700	0,676
30	0,907	0,847	0,804	0,730	0,690	0,664
35	0,905	0,843	0,800	0,723	0,682	0,651
40	0,903	0,840	0,795	0,718	0,676	0,650
50	0,900	0,833	0,786	0,706	0,661	0,644
60	0,896	0,828	0,780	0,695	0,650	0,623

Таблица 6.41

Значения коэффициента B

Глубина скважины, м	Забойная температура, °C							
	40	60	80	100	120	140	160	180
1000	1,00	1,01	—	—	—	—	—	—
1500	1,00	1,01	1,01	—	—	—	—	—
2000	—	1,01	1,01	1,02	—	—	—	—
2500	—	1,01	1,02	1,02	—	—	—	—
3000	—	—	1,02	1,03	1,04	—	—	—
3500	—	—	—	1,03	1,04	1,05	—	—
4000	—	—	—	—	1,05	1,06	1,07	—
4500	—	—	—	—	—	1,06	1,07	1,08
5000	—	—	—	—	—	—	1,08	1,09

Таблица 6.42

Значения коэффициента C

Интенсивность промывки, л/с	Время после окончания промывки, мин					
	10	20	30	60	90	120
10	0,022	0,041	0,059	0,104	0,138	0,166
15	0,024	0,044	0,063	0,111	0,152	0,179
20	0,025	0,046	0,066	0,117	0,155	0,188
25	0,026	0,048	0,068	0,121	0,161	0,194
30	0,026	0,049	0,070	0,125	0,166	0,200
35	0,027	0,051	0,072	0,128	0,170	0,205
40	0,028	0,052	0,074	0,131	0,175	0,209
50	0,029	0,054	0,077	0,136	0,181	0,217
60	0,030	0,055	0,079	0,140	0,186	0,223

6.18. Методика расчета установки цементных мостов

1. Требуемый объем цементного раствора

$$V_{\text{ц}} = HS_{\text{скв}} + V_{\text{тр}}(0,02 + c_1 + c_2 + c_3),$$

где H — проектная высота цементного моста, м; $S_{\text{скв}}$ — площадь поперечного сечения скважины, м²; $V_{\text{тр}}$ — внутренний объем заливочных труб, м³; c_1 — коэффициент потерь раствора на стенках труб; c_2, c_3 — коэффициенты потерь раствора при его смещении с соседней жидкостью соответственно на нижней и верхней границах (при наличии верхней разделительной пробки $c_1 = c_3 = 0$).

2. Необходимые объемы буферной жидкости:

на нижней границе

$$V_{\text{буф. н}} = c_4 V_{\text{тр}} + c_5 HS_{\text{скв}}$$

на верхней границе

$$V_{\text{буф. в}} = c_4 (V_{\text{тр}} - hS_{\text{тр}}),$$

где c_4, c_5 — коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении соответственно по заливочным трубам и кольцевому пространству; $h, S_{\text{тр}}$ — объем цементного раствора, оставляемого в заливочных трубах, м³.

3. Необходимый объем продажной жидкости

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{тр}} - hS_{\text{тр}} - V_{\text{тр}}(c_1 + c_3) - V_{\text{буф. в}}$$

Высококачественная установка цементных мостов возможна только при скоростях восходящего потока в кольцевом пространстве менее 0,5 и более 1,0 м/с.

Таблица 6.43

Коэффициент	Бурильные трубы		Насосно-компрессорные трубы	
	Буферная жидкость			
	есть	нет	есть	нет
c_1	0,01	0,03	—	0,01
c_2	0,02	0,04	0,01	0,02
c_3	0,02	0,03	0,01	0,02
c_4	0,02	—	0,02	—
c_5	0,40	—	0,40	—

6.19. Расчет объема буферной жидкости

$$V_{\text{буф min}} \leq V_{\text{буф}} \leq V_{\text{буф max}}$$

где $V_{\text{буф min}}$, $V_{\text{буф max}}$ — минимально необходимый и максимально допустимый объемы буферной жидкости.

При применении разделительных пробок на границах промысловая жидкость — буферная жидкость и буферная жидкость — тампонажный раствор

$$V_{\text{буф min}} = 1,57 \cdot 10^{-4} h [D_e^2 - D_d^2 + 2\Delta (D_d + D_t)],$$

где h — длина цементируемого интервала, м; D_e — средний диаметр скважины по каверномеру в интервале цементирования, см; D_d — номинальный диаметр долота, см; D_t — наружный диаметр обсадных труб, см; Δ — толщина глинистой корки, см; с достаточной точностью толщину корки можно принять равной 1,3–1,0 от величины, определенной на приборах ВМ-6 или ВГ-1 за 2 ч.

При отсутствии разделительных пробок

$$V_{\text{буф min}} = 0,18 (V_t + V_{\text{цем}}) + V_{\text{см}},$$

где V_t — внутренний объем труб, по которым закачивается буферная жидкость, м³; $V_{\text{цем}}$ — объем цементируемого интервала, м³; $V_{\text{см}}$ — объем смешения буферной жидкости с промысловой жидкостью и тампонажным раствором, м³,

$$V_{\text{см}} = 0,04 (V_t + V_{\text{цем}});$$

$$V_{\text{буф max}} = \frac{\rho_p L - 100k\rho_{\text{пл}} \cos \alpha^{-1}}{\rho_p - \rho_b} S,$$

где $\rho_{\text{пл}}$ — пластовое давление на глубине L , МПа; ρ_p , ρ_b — плотности соответственно бурового раствора и буферной жидкости, г/см³; k — коэффициент безопасности ($k = 1,05 \div 1,15$); α — средний угол наклона ствола скважины в зенитной плоскости на участке цементирования, градус; S — средняя площадь сечения затрубного пространства в интервале цементирования, м².

6.20. Гидродинамический расчет цементирования

Исходя из конкретных условий проводки скважины задаются скоростью восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве. Для качественного разобщения пластов необходимо, чтобы $v \leq 0,5$ м/с или $v \geq 1,0$ м/с.

Подача при закачке продажной жидкости (в л/с)

$$Q = 0,0785v (D_{\text{сц}}^2 - D_{\text{тц}}^2),$$

где v — принятая скорость восходящего потока цементного раствора, м/с; $D_{\text{сц}}$ — средневзвешенный диаметр скважины в интервале подъема цементного раствора, см; $D_{\text{тц}}$ — средневзвешенный наружный диаметр труб в этом же интервале, см.

Ожидаемое давление на цементировочной головке (в МПа)

$$p_{\text{цем}} = p_{\text{ст}} + p_t + p_{\text{зат}} \leq 0,667p_y,$$

где $p_{\text{ст}}$ — разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце процесса цементирования; p_t — гидравлические сопротивления в трубах в момент окончания прокладки продажной жидкости; $p_{\text{зат}}$ — то же, в затрубном пространстве; p_y — допускаемое давление на устье скважины при цементировании (обуславливается прочностью или труб, или обсадки цементировочной головки, манифольда и др.).

$$p_{\text{ст}} = 10^{-2} (L - b) (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{в}}) - 10^{-2} h (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}}),$$

где L — глубина нахождения башмака обсадной колонны, м; b — высота цементного стакана в колонне, м; $\rho_{\text{ц}}$ — средняя плотность цементного раствора, г/см³; $\rho_{\text{в}}$ — средняя плотность продажной жидкости, г/см³; $\rho_{\text{р}}$ — средняя плотность жидкости за колонной выше интервала цементирования, г/см³; h — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора, м.

$$p_t = 0,289\rho_{\text{в}} Q^2 l_i / d_s + \Delta p,$$

где l_i — длина колонны (или секции) обсадных труб, м; d_s — средневзвешенный внутренний диаметр труб, см; Δp — потери давления в буровых трубах, на которых спускают секции обсадных труб, МПа. Величину Δp берут по таблицам.

$$p_{\text{зат}} = 0,289\rho_{\text{ц}} \frac{Q^2 (L - h)}{(D_{\text{сц}} - D_{\text{тц}})^3 (D_{\text{сц}} + D_{\text{тц}})^2} +$$

$$+ 0,289\rho_{\text{р}} \frac{Q^2 h}{(D_{\text{с}} - D_{\text{т}})^3 (D_{\text{с}} + D_{\text{т}})^2},$$

где $D_{\text{с}}$ — средневзвешенный диаметр скважины выше интервала цементирования, см; $D_{\text{т}}$ — средневзвешенный наружный диаметр труб в том же интервале, см.

Ожидаемое давление на забое

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{ст}} + p_{\text{зат}} \leq 0,95p_{\text{погл}},$$

где $p_{\text{погл}}$ — давление, при котором начинается поглощение на забое (определяется экспериментально).

6.21. Объемы внутреннего пространства труб, межколонного и затрубного пространств

Таблица 6.44

Объем затрубного пространства скважина — обсадные трубы (в м³/1000 м)

Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм									
	600	575	550	525	500	475	450	425	400	375
—	282,7	259,7	237,6	216,5	196,4	177,2	159,0	141,9	125,7	110,4
114	—	—	—	—	—	—	—	—	115,5	100,2
127	—	—	—	—	183,7	164,5	146,3	129,2	113,0	97,7
140	267,3	244,3	222,2	201,1	181,0	161,8	143,6	126,5	110,3	95,0
146	266,0	243,0	220,9	199,8	179,7	160,5	142,3	125,2	109,0	93,7
178	257,8	234,8	212,7	191,6	171,5	152,3	134,1	117,0	100,8	85,5
194	253,1	230,1	208,0	186,9	166,8	147,6	129,4	112,3	96,1	80,8
219	245,0	222,0	199,9	178,8	158,7	139,5	121,3	104,2	88,0	72,7
245	235,6	212,6	190,5	169,4	149,3	130,1	111,9	94,8	78,6	63,3
273	224,2	201,2	179,1	158,0	137,9	118,7	100,5	83,4	67,2	51,9
299	212,5	189,5	167,4	146,3	126,2	107,0	88,8	71,7	55,5	40,2
324	200,2	177,2	155,1	134,0	113,9	94,7	76,5	59,4	42,2	27,9
340	191,9	168,9	146,8	125,7	105,6	86,4	68,2	51,1	33,9	19,6
351	185,9	162,9	140,8	119,7	99,6	80,4	62,2	45,1	27,9	13,6
377	171,1	148,1	126,0	104,9	84,6	65,6	47,4	40,3	13,1	—
407	152,6	129,6	107,5	86,4	66,3	47,1	28,9	11,8	—	—
426	140,2	117,2	95,1	74,0	53,9	34,7	16,5	—	—	—
508	60,0	57,0	34,9	13,8	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 6.44

Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм									
	350	325	300	275	250	225	200	175	150	0
—	96,2	83,0	70,7	59,4	49,1	39,8	31,4	24,0	17,7	—
114	86,0	72,8	60,5	49,2	38,9	29,6	21,2	13,8	7,5	10,2
127	83,5	70,3	58,0	46,7	36,4	27,1	18,7	11,3	5,0	12,7
140	80,8	67,6	55,3	44,0	33,7	24,4	16,0	8,6	2,3	15,4
146	79,5	66,3	54,0	42,7	32,4	23,1	14,7	7,3	—	16,7
178	71,3	58,1	45,8	34,5	24,2	14,9	6,5	—	—	24,9
194	66,6	53,4	41,1	29,8	19,5	10,2	—	—	—	29,6
219	58,5	45,3	33,0	21,7	11,4	—	—	—	—	37,7
245	49,1	35,9	23,6	12,3	—	—	—	—	—	47,1
273	37,7	24,5	12,2	—	—	—	—	—	—	58,5
299	26,0	12,8	—	—	—	—	—	—	—	70,2
324	13,7	—	—	—	—	—	—	—	—	82,4
340	—	—	—	—	—	—	—	—	—	90,8
351	—	—	—	—	—	—	—	—	—	96,8
377	—	—	—	—	—	—	—	—	—	111,6
407	—	—	—	—	—	—	—	—	—	130,1
426	—	—	—	—	—	—	—	—	—	142,5
508	—	—	—	—	—	—	—	—	—	202,7

Таблица 6.45

Объем внутреннего пространства буровых труб с замками (в м³/100 м)

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм							
	5	5,5	6	7	8	9	10	11
Стальные с высадкой внутрь								
42	0,077	—	—	—	—	—	—	—
50	—	0,120	—	—	—	—	—	—
60,3	—	—	—	0,162	—	0,135	—	—
63,5	—	—	0,198	—	—	—	—	—
73	—	—	—	0,269	—	0,234	—	0,202
89	—	—	—	0,433	—	0,388	—	0,346
101,6	—	—	—	0,590	0,564	0,538	0,512	—
114,3	—	—	—	0,777	0,746	0,716	0,686	0,658
127,0	—	—	—	0,988	0,953	0,920	0,886	—
139,7	—	—	—	—	1,182	1,144	1,107	1,070
Стальные с высадкой наружу								
60,3	—	—	—	0,168	—	0,141	—	—
73	—	—	—	0,272	—	0,237	—	0,205
89	—	—	—	0,440	—	0,396	—	0,354
101,6	—	—	—	—	0,574	0,548	0,523	—
114,3	—	—	—	—	0,758	0,728	0,699	0,671
139,7	—	—	—	—	1,200	1,163	1,126	1,090
Стальные ТБВК								
89	—	—	—	—	—	0,389	—	0,347
101,6	—	—	—	—	—	0,539	0,514	—
114,3	—	—	—	—	—	0,718	0,689	0,660
127	—	—	—	—	—	0,922	0,889	—
139,7	—	—	—	—	—	1,146	1,109	1,074
Стальные ТБНК								
73	—	—	—	—	—	0,237	—	0,204
89	—	—	—	—	—	0,395	—	0,352
101,6	—	—	—	—	—	0,548	0,522	—
114,3	—	—	—	—	—	0,727	0,698	0,669
Стальные ТБПВ, ТБПВТ								
50	—	0,119	—	—	—	—	—	—
60,3	0,199	—	—	—	—	—	—	—
114,3	—	—	0,791	0,759	—	0,729	0,699	—
127	—	—	1,003	0,968	—	0,934	0,900	—

Продолжение табл. 6.45

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм							
	5	5,5	7	8	9	10	11	13
Легкосплавные АБТ								
108	—	—	—	—	—	0,588	—	—
114	—	—	—	—	—	0,685	—	—
129	—	—	—	—	0,995	—	0,888	—
147	—	—	—	—	1,290	—	1,213	1,140
170	—	—	—	—	—	—	1,700	—
Диаметр труб, мм 42, 50, 63,5 60,3—101,6 114,3—168,3								
Длина труб, м 4,5 8 11,5								

Таблица 6.46

Объем внутреннего пространства зарубежных буровых труб
(в м³/100 м)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м³	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м³
60,3	4,83 7,11	0,20 0,17	114,3	10,92	0,67
73,0	5,51 9,19	0,30 0,24	127,0	7,52 9,19	0,98 0,93
88,9	6,45 9,35 11,40	0,45 0,39 0,34	139,7	9,17 10,54	1,16 1,10
101,6	6,65 8,38	0,61 0,56	141,3	7,46 8,93 10,53	1,25 1,20 1,13
114,3	6,88 8,56	0,79 0,74	168,3	7,11 8,38 10,97	1,86 1,80 1,68

Таблица 6.47

Объем внутреннего пространства обсадных труб (в м³/100 м)
ГОСТ 632—80, стандарты АНИ

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м³	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем, м³
1	2	3	1	2	3
114,3	5,2 5,7 6,4 7,4 8,6 10,2	0,84 0,83 0,81 0,77 0,74 0,69	146,1	6,5 7,0 7,7 8,5 9,5 10,7	1,39 1,37 1,34 1,31 1,27 1,22
127,0	5,6 6,4 7,5 9,2 10,7	1,05 1,02 0,98 0,92 0,87	168,3	7,3 8,9 10,6 12,1	1,85 1,78 1,70 1,63
139,7	6,2 7,0 7,7 9,2 10,5	1,27 1,24 1,21 1,15 1,10	177,8	5,9 6,9 8,1 9,2 10,4 11,5 12,7 13,7 15,0	2,16 2,11 2,05 1,99 1,93 1,88 1,82 1,77 1,71

Продолжение табл. 6.47

1	2	3	1	2	3
193,7	7,6 8,3 9,5 10,9 12,7 15,1	2,50 2,46 2,39 2,32 2,22 2,10	323,9	8,5 9,5 11,0 12,4 14,0	7,39 7,30 7,15 7,0 6,87
219,1	6,7 7,7 8,9 10,2 11,4 12,7 14,2	3,32 3,26 3,18 3,10 3,02 2,94 2,85	339,7	8,4 9,7 10,9 12,2 13,1 14,0 14,7 15,4 15,9	8,18 8,05 7,93 7,80 7,71 7,62 7,55 7,49 7,45
244,5	7,9 8,9 10,0 11,1 12,0 13,8	4,10 4,03 3,96 3,88 3,82 3,69	351,0	9,0 10,0 11,0 12,0	8,70 8,60 8,50 8,39
244,5	15,1 15,9	3,60 3,55	377,0	9,0 10,0 11,0 12,0	10,12 9,98 9,89 9,78
273,1	7,1 8,9 10,2 11,4 12,6 13,8 15,1 16,5	5,26 5,11 5,01 4,92 4,82 4,73 4,63 4,52	406,4	9,5 11,1 12,6 16,7	11,78 11,59 11,41 10,92
298,5	8,5 9,5 11,1 12,4 13,6 14,8	6,22 6,13 5,99 5,88 5,78 5,67	426,0	10,0 11,0 12,0	12,94 12,81 12,68
			473,1	11,1	15,96
			508,0	11,1 12,7 16,1	18,52 18,28 17,77

Примечание. Толщина зарубежных обсадных труб приведена с округлением до 0,1 мм.

Таблица 6.48

Объем межтрубного пространства (в м³/100 м)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр буровых труб, мм					
		147,0	139,7	129,0	127,0	114,3	101,6
1	2	3	4	5	6	7	8
530,0	12,0	18,39	18,78	18,81	—	—	—
508,0	11,1	16,81	16,95	17,20	17,23	—	—
	12,7	16,57	16,71	16,96	16,99	—	—
	16,1	16,06	16,20	16,45	16,48	—	—
473,1	11,1	14,25	14,39	14,64	14,67	—	—
426,0	10,0	11,23	11,37	11,62	11,65	11,89	12,11
	11,0	11,10	11,24	11,49	11,52	11,76	11,98
	2,0	10,97	11,11	11,36	11,39	11,64	11,85
406,4	9,0	10,13	10,27	10,52	10,55	10,79	11,01
	9,5	10,07	10,20	10,46	10,49	10,73	10,95
	10,0	10,01	10,15	10,40	10,43	10,67	10,89
	11,0	9,89	10,03	10,28	10,31	10,55	10,77
	12,0	9,77	9,91	10,16	10,19	10,43	10,65
	12,6	9,70	9,84	10,09	10,12	10,36	10,58
	16,7	9,21	9,35	9,60	9,63	9,87	10,09
377,0	9,0	8,41	8,55	8,80	8,83	9,07	9,29
	10,0	8,27	8,41	8,66	8,69	8,93	9,15
	11,0	8,18	8,32	8,57	8,60	8,84	9,06
	12,0	8,07	8,21	8,46	8,49	8,73	8,95
351,0	9,0	6,99	7,13	7,38	7,41	7,65	7,87
	10,0	6,89	7,03	7,28	7,31	7,55	7,77
	11,0	6,79	6,93	7,18	7,21	7,45	7,67
	12,0	6,68	6,82	7,09	7,12	7,34	7,56
339,7	8,4	6,47	6,61	6,86	6,89	7,13	7,35
	9,0	6,41	6,50	6,80	6,83	7,07	7,29
	9,7	6,34	6,48	6,73	6,76	7,00	7,22
	10,0	6,31	6,45	6,70	6,73	6,97	7,19
	11,0	6,21	6,35	6,60	6,63	6,87	7,09
	12,0	6,11	6,25	6,50	6,53	6,77	6,99
	12,2	6,09	6,23	6,48	6,51	6,75	6,97
	13,1	6,00	6,14	6,39	6,42	6,66	6,88
	14,0	5,91	6,05	6,30	6,33	6,57	6,79
	14,7	5,84	5,98	6,23	6,26	6,50	6,72
	15,4	5,78	5,92	6,17	6,20	6,44	6,66
	15,9	5,74	5,88	6,13	6,16	6,40	6,62
	8,5	5,68	5,82	6,07	6,10	6,34	6,56
	9,0	5,63	5,77	6,02	6,05	6,29	6,51
	9,5	5,59	5,73	5,98	6,01	6,25	6,47
323,9	10,0	5,54	5,68	5,93	5,96	6,20	6,42
	11,0	5,44	5,58	5,83	5,86	6,10	6,32
	12,0	5,35	5,49	5,74	5,77	6,01	6,23
	12,4	5,31	5,45	5,70	5,73	5,97	6,19
	14,0	5,16	5,30	5,55	5,58	5,82	6,04
	8,0	4,55	4,69	4,94	4,97	5,21	5,43
	8,5	4,51	4,65	4,90	4,93	5,17	5,39
298,5	9,0	4,46	4,60	4,85	4,88	5,12	5,34
	9,5	4,42	4,56	4,81	4,84	5,08	5,30
	10,0	4,38	4,52	4,77	4,80	5,04	5,26
	11,0	4,29	4,43	4,68	4,71	4,95	5,17
	11,0	4,29	4,43	4,68	4,71	4,95	5,17

Продолжение табл. 6.48

1	2	3	4	5	6	7	8
298,5	12,0	4,20	4,34	4,59	4,62	4,86	5,08
	12,4	4,17	4,31	4,56	4,59	4,83	5,05
	13,6	4,07	4,21	4,46	4,49	4,73	4,95
	14,8	3,96	4,10	4,35	4,38	4,62	4,84
273,1	7,0	3,56	3,70	3,95	3,98	4,22	4,44
	8,0	3,48	3,62	3,87	3,90	4,14	4,36
	9,0	3,40	3,54	3,79	3,82	4,06	4,28
	10,0	3,32	3,46	3,71	3,74	3,98	4,20
	11,4	3,21	3,35	3,60	3,63	3,87	4,09
	12,0	3,16	3,30	3,55	3,58	3,82	4,04
	12,6	3,11	3,25	3,50	3,53	3,77	3,99
	13,8	3,02	3,16	3,41	3,44	3,68	3,90
	15,1	2,92	3,06	3,31	3,34	3,58	3,80
	16,5	2,81	2,95	3,20	3,23	3,47	3,69
	7,0	2,46	2,60	2,85	2,88	3,12	3,34
244,5	8,0	2,39	2,53	2,78	2,81	3,05	3,27
	9,0	2,32	2,46	2,71	2,74	2,98	3,20
	10,0	2,24	2,38	2,63	2,66	2,90	3,12
	11,0	2,17	2,31	2,56	2,59	2,83	3,05
	12,0	2,10	2,24	2,49	2,52	2,76	2,98
	13,8	1,98	2,12	2,37	2,40	2,64	2,86
	15,1	1,89	2,03	2,28	2,31	2,55	2,77
	15,9	1,84	1,98	2,23	2,26	2,50	2,72
	6,7	1,61	1,75	2,00	2,03	2,27	2,49
	7,0	1,59	1,73	1,98	2,01	2,25	2,47
	7,7	1,55	1,69	1,94	1,97	2,21	2,43
219,1	8,0	1,53	1,67	1,92	1,95	2,19	2,41
	9,0	1,46	1,60	1,85	1,88	2,12	2,34
	10,0	1,40	1,54	1,79	1,82	2,06	2,28
	11,0	—	—	1,73	1,76	2,00	2,22
	12,7	—	—	1,62	1,65	1,89	2,11
	14,2	—	—	1,53	1,56	1,80	2,02
	7,0	—	—	1,21	1,24	1,48	1,70
	7,6	—	—	1,18	1,21	1,45	1,67
	8,0	—	—	1,16	1,19	1,43	1,65
	8,3	—	—	1,14	1,17	1,41	1,63
	9,0	—	—	1,10	1,13	1,37	1,59
193,7	9,5	—	—	1,07	1,10	1,34	1,56
	10,0	—	—	1,05	1,08	1,32	1,54
	10,9	—	—	1,03	1,03	1,27	1,49
	12,0	—	—	0,94	0,97	1,21	1,43
	12,7	—	—	0,90	0,93	1,17	1,39
	15,1	—	—	0,78	0,81	1,05	1,27
	5,9	—	—	—	0,87	1,11	1,33
	7,0	—	—	—	0,82	1,06	1,28
	8,0	—	—	—	—	1,01	1,23
	9,0	—	—	—	—	0,95	1,17
	10,0	—	—	—	—	0,90	1,12
177,8	10,4	—	—	—	—	0,88	1,10
	11,0	—	—	—	—	0,85	1,07
	11,5	—	—	—	—	0,83	1,05
	12,0	—	—	—	—	0,80	1,02
	12,7	—	—	—	—	0,77	0,99
	13,7	—	—	—	—	0,72	0,94
	15,0	—	—	—	—	0,66	0,88
	15,0	—	—	—	—	0,66	0,88
	15,0	—	—	—	—	0,66	0,88
	15,0	—	—	—	—	0,66	0,88
	15,0	—	—	—	—	0,66	0,88

Таблица 6.49

Объем межколонного пространства (в м³/100 м)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		114	127	140	146	168	178	194	219
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
168,3	7,3	0,82	0,58	—	—	—	—	—	—
	9,0	0,75	0,50	—	—	—	—	—	—
	10,0	0,70	0,45	—	—	—	—	—	—
	10,6	0,67	0,42	—	—	—	—	—	—
	11,0	0,65	0,40	—	—	—	—	—	—
	12,0	0,61	0,36	—	—	—	—	—	—
177,8	5,9	1,13	0,89	0,62	—	—	—	—	—
	6,9	1,08	0,84	0,57	—	—	—	—	—
	8,1	1,02	0,78	0,51	—	—	—	—	—
	9,0	0,99	0,75	0,47	—	—	—	—	—
	10,0	0,94	0,70	0,42	—	—	—	—	—
	10,4	0,91	0,67	0,39	—	—	—	—	—
	11,0	0,89	0,65	0,37	—	—	—	—	—
	11,5	0,85	0,61	0,34	—	—	—	—	—
	12,0	0,84	0,60	0,32	—	—	—	—	—
	12,7	0,79	0,55	—	—	—	—	—	—
	13,7	0,74	0,50	—	—	—	—	—	—
	15,0	0,68	0,44	—	—	—	—	—	—
193,7	7,6	1,47	1,23	0,96	0,82	—	—	—	—
	8,3	1,43	1,19	0,92	0,78	—	—	—	—
	9,0	1,41	1,16	0,89	0,75	—	—	—	—
	9,5	1,36	1,11	0,84	0,70	—	—	—	—
	10,0	1,33	1,08	0,81	0,67	—	—	—	—
	10,9	1,29	1,04	0,77	0,63	—	—	—	—
	12,0	1,24	0,99	0,72	0,59	—	—	—	—
	12,7	1,19	0,95	0,68	0,54	—	—	—	—
	15,1	1,07	0,83	0,56	0,42	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
219,1	6,7	2,29	2,05	1,78	1,64	1,10	0,83	—	—
	7,7	2,23	1,99	1,72	1,58	1,04	0,77	—	—
	9,0	2,15	1,91	1,64	1,50	0,95	0,69	—	—
	10,0	2,09	1,85	1,58	1,44	0,89	0,63	—	—
	11,0	2,03	1,78	1,52	1,38	0,83	0,57	—	—
	11,4	1,99	1,75	1,48	1,34	0,80	0,53	—	—
	12,0	1,96	1,72	1,46	1,32	0,77	0,51	—	—
	12,7	1,91	1,67	1,40	1,26	0,72	0,45	—	—
	14,2	1,82	1,58	1,31	1,17	0,63	0,36	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
244,5	7,9	—	2,83	2,56	2,42	1,88	1,61	1,15	—
	9,0	—	2,76	2,50	2,36	1,81	1,55	1,08	—
	10,0	—	2,69	2,43	2,29	1,74	1,48	1,01	—
	11,0	—	2,62	2,36	2,22	1,67	1,41	0,94	—
	12,0	—	2,55	2,29	2,15	1,60	1,34	0,87	—
	13,8	—	2,42	2,15	2,01	1,47	1,20	0,74	—
	15,1	—	2,33	2,06	1,92	1,38	1,11	—	—
	15,9	—	2,28	2,01	1,87	1,33	1,06	—	—
273,1	7,1	—	—	3,72	3,58	3,04	2,77	2,31	1,49
	9,0	—	—	3,58	3,44	2,89	2,63	2,17	1,34
	10,0	—	—	3,50	3,36	2,81	2,55	2,09	1,26
	11,4	—	—	3,38	3,24	2,70	2,43	1,97	1,15

Продолжение табл. 6.49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
273,1	12,0	—	—	3,34	3,20	2,66	2,39	1,93	1,11
	12,6	—	—	3,28	3,14	2,60	2,33	1,87	1,05
	13,8	—	—	3,19	3,05	2,51	2,24	1,78	0,96
	15,1	—	—	3,09	2,95	2,41	2,14	1,68	—
	16,5	—	—	2,98	2,84	2,30	2,03	1,57	—
298,5	8,5	—	—	—	4,54	4,00	3,73	3,27	2,45
	9,0	—	—	—	4,51	3,97	3,70	3,23	2,42
	9,5	—	—	—	4,45	3,91	3,64	3,18	2,36
	10,0	—	—	—	4,42	3,87	3,61	3,14	2,32
	11,0	—	—	—	4,33	3,78	3,52	3,05	2,23
	12,0	—	—	—	4,25	3,70	3,44	2,97	2,15
	12,4	—	—	—	4,20	3,66	3,39	2,93	2,11
	13,6	—	—	—	4,10	3,56	3,29	2,83	2,01
	14,8	—	—	—	3,99	3,45	3,18	2,72	1,90
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
323,9	8,5	—	—	—	—	5,17	4,90	4,44	3,62
	9,0	—	—	—	—	5,13	4,86	4,40	3,58
	9,5	—	—	—	—	5,08	4,81	4,35	3,53
	10,0	—	—	—	—	5,03	4,76	4,30	3,48
	11,0	—	—	—	—	4,94	4,67	4,21	3,39
	12,0	—	—	—	—	4,84	4,57	4,11	3,29
	12,4	—	—	—	—	4,80	4,53	4,07	3,25
	14,0	—	—	—	—	4,65	4,38	3,92	3,10
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
339,7	8,4	—	—	—	—	5,96	5,69	5,23	4,41
	9,0	—	—	—	—	5,91	5,64	5,18	4,36
	10,0	—	—	—	—	5,81	5,54	5,08	4,26
	11,0	—	—	—	—	5,71	5,44	4,98	4,16
	12,0	—	—	—	—	5,61	5,34	4,88	4,06
	13,1	—	—	—	—	5,49	5,22	4,76	3,94
	14,0	—	—	—	—	5,40	5,13	4,67	3,85
	14,7	—	—	—	—	5,33	5,06	4,60	3,78
	15,4	—	—	—	—	5,27	5,00	4,54	3,72
	15,9	—	—	—	—	5,23	4,96	4,50	3,68

Таблица 6.50

Объем межколонного пространства (в м³/100 м)

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		245	273	299	324	340	351	377	406
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
298,5	8,5	1,52	—	—	—	—	—	—	—
	9,0	1,48	—	—	—	—	—	—	—
	9,5	1,43	—	—	—	—	—	—	—
	10,0	1,39	—	—	—	—	—	—	—
	11,0	1,30	—	—	—	—	—	—	—
	12,0	1,22	—	—	—	—	—	—	—
—	12,4	1,18	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
823,9	8,5 9,0 9,5 10,0 11,0 12,0 12,4 14,0	2,69 2,66 2,60 2,56 2,47 2,37 2,32 2,17	1,52 1,49 1,43 1,39 1,30 1,20 1,15 1,00	— — — — — — — —	— — — — — — — —	— — — — — — — —	— — — — — — — —	— — — — — — — —	— — — — — — — —
839,7	8,4 9,0 10,0 11,0 12,0 13,1 14,0 14,7 15,4 15,9	3,48 3,44 3,34 3,24 3,14 3,01 2,92 2,85 2,79 2,75	2,32 2,28 2,18 2,08 1,97 1,84 1,75 1,68 1,62 1,58	1,17 1,13 1,03 0,93 0,83 0,70 — — — —	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —	— — — — — — — — — —
851,0	9,0 10,0 11,0 12,0	4,02 3,92 3,81 3,71	2,85 2,75 2,64 2,54	1,71 1,61 1,50 1,40	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
377,0	9,0 9,0 10,0 11,0 12,0	5,43 5,32 5,21 5,10	4,27 4,16 4,04 3,93	3,13 3,01 2,90 2,79	1,88 1,77 1,66 1,55	— — — —	— — — —	— — — —	— — — —
406,4	9,0 10,0 11,0 12,0	7,16 7,05 6,91 6,80	6,00 5,89 5,75 5,63	4,85 4,75 4,61 4,49	3,61 3,51 3,37 3,25	2,79 2,68 2,54 2,42	2,17 2,07 1,93 1,81	— — — —	— — — —
426,0	10,0 11,0 12,0	8,22 8,10 7,97	7,06 6,93 6,81	5,92 5,79 5,67	4,68 4,55 4,42	3,85 3,73 3,60	3,24 3,11 2,99	— — —	— — —
473,1	11,1	—	10,10	9,42	7,72	6,90	6,29	4,80	2,99
508,0	11,1 12,7 16,1	— — —	— — —	— — —	10,32 10,08 9,57	9,49 9,25 8,74	8,88 8,64 8,13	7,39 7,15 6,64	5,88 5,64 5,13
530,0	12,0 14,0	— —	— —	— —	11,84 11,56	11,05 10,74	10,44 10,13	8,95 8,64	7,14 6,83
630,0	25,0	—	—	—	18,19	17,37	16,76	15,27	13,46

7. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

7.1. Метчики

Таблица 7.1

Метчики универсальные (размеры в мм) (рис. 7.1)
ОСТ 26-02-1273—75, ОСТ 26-02-1274—75

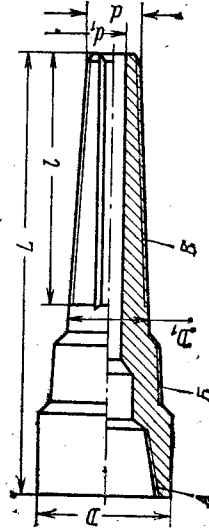


Рис. 7.1. Метчик универсальный

Шифр	d	D ₁	D	d ₁	l	L	Q	Масса, кг	А по ГОСТ 5286—75	Резьба	
										Б	В (по виль-ной)
МБУ 20-45	20	45,6	80	10	415	715	300	9	3-62	ГОСТ 633—80	58—62 НРС
МБУ 22-54	22	54,2	95	10	520	830	420	13	3-76	ГОСТ 632—80	1: 16;
МБУ 32-73	32	73,1	108	14	670	980	640	20	3-88	ГОСТ 632—80	1: 16;
МБУ 58-94	58	93,7	120	22	595	905	820	28	3-102	ГОСТ 632—80	1: 16;
МБУ 74-120	74	120,3	178	32	770	1105	1150	68	3-147	ГОСТ 632—80	1: 16;
МБУ 100-142	100	142,5	203	50	710	1045	1400	89	3-171	ГОСТ 632—80	1: 16;
МБУ 127-164	127	164,5	220	70	635	975	1450	88	3-189	ГОСТ 632—80	1: 16;
МЭУ 36-60	36	60	65	15	207	420	300	8,5	3-50	ГОСТ 632—80	1: 16;
МЭУ 46-80	46	80	90	17	292	500	450	12,0	3-76	ГОСТ 632—80	1: 16;
МЭУ 69-100	69	100	108	20	278	485	600	17,5	3-88	ГОСТ 632—80	1: 16;
МЭУ 85-127	85	127	134	30	371	580	750	28,0	3-117	ГОСТ 632—80	1: 16;

Примечания. 1. Q — грузоподъемность метчика, кН. 2. Метчики правые и левые. 3. Метчики МБУ 20-45, МБУ 22-54, МБУ 32-73, МЭУ 36-60, МЭУ 46-80 изготовлены из стали марки 12ХН2; остальные — из стали марки 20Х.

Таблица 7.2

Метчики специальные (размеры в мм) (рис. 7.2)
ОСТ 26-02-1274—75, ОСТ 26-02-1273—75

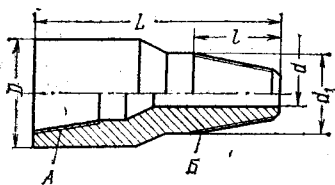


Рис. 7.2. Метчик специальный

Шифр	d_1	D	d	l	L	Q	Масса, кг	Резьба	
								А	Б
МС3-62	62,7	80	16	87	280	1000	4	3-62	3-62
МС3-76	76,2	95	16	113	300	1600	9	3-76	3-76
МС3-88	88,9	108	16	127	320	2000	14	3-88	3-88
МС3-92	92,1	108	16	126	320	2000	15	3-92	3-92
МС3-101	101,4	118	20	135	320	2000	16	3-101	3-101
МС3-102	102,0	120	30	133	320	2000	15	3-102	3-102
МС3-117	117,5	140	50	130	320	2650	22	3-117	3-117
МС3-121	121,7	146	20	160	360	2650	25	3-121	3-121
МС3-133	133,3	155	40	164	360	2750	27	3-133	3-133
МС3-140	140,2	178	40	164	360	3300	37	3-140	3-140
МС3-147	147,9	178	50	175	400	3300	36	3-147	3-147
МС3-152	152,2	197	50	173	400	3700	50	3-152	3-152
МС3-161	161,9	185	80	159	430	3300	40	3-161	3-161
МС3-171	171,5	203	70	184	430	3700	55	3-171	3-171
МС3-189	189,4	212	100	163	430	3500	60	3-189	3-189
МЭС-В33	37,3	65	12	43	240	210	7,0	3-50	В-33
МЭС-В42	46,0	65	15	47	240	280	7,0	3-50	В-42
МЭС-48	48,3	65	15	47	240	360	7,5	3-50	48
МЭС-В48	53,2	65	15	49	240	360	7,5	3-50	В-48
МЭС-60	60,3	90	10	60	270	560	8,0	3-76	60
МЭС-В60	65,9	90	10	69	270	560	8,5	3-76	В-60
МЭС-73	73,0	90	12	73	280	760	10,0	3-76	73
МЭС-В73	78,6	90	12	75	280	760	10,5	3-76	В-73
МЭС-89	88,9	108	20	80	290	1090	13,5	3-88	89
МЭС-В89	95,2	108	20	81	290	1090	14,0	3-88	В-89
МЭС-102	101,6	134	16	85	300	1260	18,0	3-117	102
МЭС-В102	108,0	134	16	87	300	1260	19,0	3-117	В-102
МЭС-114	114,3	134	25	90	310	1530	20,5	3-117	114
МЭС-В114	120,6	134	25	92	310	1530	21,0	3-117	В-114

Примечания. 1. Q — грузоподъемность метчика, кН. 2. Метчики правые и левые. 3. У метчиков типа МЭС резьба Б — по ГОСТ 633—80, остальные резьбы — по ГОСТ 5286—75.

Таблица 7.3

Метчики ловильные (размеры в мм) (рис. 7.3)
ГОСТ 8483—81

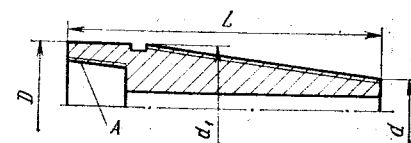


Рис. 7.3. Метчик ловильный

Шифр	Захватываемый диаметр	D	d	d_1	L	Масса, кг	Резьба А
А1	13—28	33	12	32,5	250	0,8	28×24,5*
А2	15—32	44	14	36,0	280	1,2	33×29,5*
Б1	29—37	42	28	41,5	160	0,9	28×24,5
Б2	42—50	55	41	54,5	160	1,8	28×24,5
К1	43—53	58	41	57,0	215	2,0	Т-50
В1—В3	20—57	66	19	61,0	430	9,5	3-50
Д1	51—64	71	49	70,5	220	3,2	3-50
Д2	71—82	87	70	86,5	190	4,9	3-50
Д3	89—100	105	88	104,5	200	9,8	3-50
Д4	108—120	125	107	124,5	200	11,5	3-50
Д5	126—139	144	126	143,5	200	15,0	3-50

Примечания. 1. Резьба 28 × 24,5 и 33 × 29,5 — по ГОСТ 8467—57; 2. Резьба Т-50 — трубная по ГОСТ 7918—75. 3. Звездочкой обозначена резьба ниппельная.

7.2. Колокола

Таблица 7.4

Колокола ловильные (размеры в мм) (рис. 7.4)
ГОСТ 8565—81

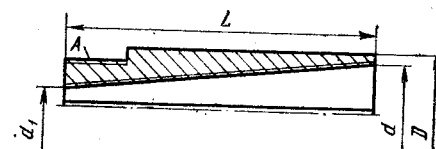


Рис. 7.4. Колокол ловильный

Шифр	Захватываемый диаметр	D	d	d_1	L	Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 6238—77
А1	32—44	57	46	29,1	135	1,0	52,0×50,5
А2	41—66	74	67	37,0	240	2,8	58,5×67,0
Б1—Б3	40—59	76	60	36,2	190	3,8	68,5×67,0
Б4, Б5	48—85	108	86	44,7	330	14,5	84,5×83,0

Примечание. Колокол соединяется с буровыми трубами через патрубок длиной 500 мм из стали группы прочности М.

Таблица 7.5

Колокола ловильные (размеры в мм) (рис. 7.5)
ОСТ 26-02-1275—75

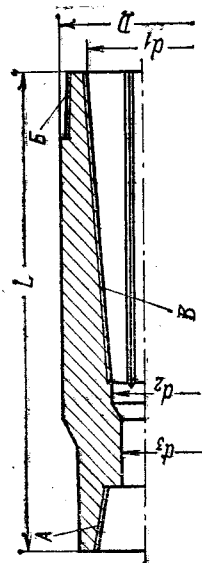


Рис. 7.5. Колокол ловильный

Шифр	d_1	d_2	d_3	D	L	Грузо- подъем- ность, кН	Масса, кг	Резьба			В
								A	B		
К 42-25	42	25	25	65	385	250	6,5	ГОСТ 7918—75	ГОСТ 633—80	1 : 16, 58—62 НРС	
К 50-34	50	34	31	65	340	350	5		60		
К 58-40	58	40	38	90	490	450	15		89		
К 70-52	70	52	38	90	510	650	14		89		
К 85-64	85	64	45	102	550	750	18		102		
К 100-78	100	78	56	122	595	850	27		В114		
К 110-91	110	91	68	132	555	1000	27		127		
К 125-103	125	103	88	148	560	1100	31	ГОСТ 5286—75	ГОСТ 632—80		
К 135-113	135	113	105	170	635	1250	33		146		
К 150-128	150	128	117	194	655	1350	49		168		
К 174-143	174	143	140	220	800	1500	83		194		
									219		

Примечание. Колокола правые и левые; материал — сталь марки 20Х.

7.3. Труболовки

Таблица 7.6

Труболовки внутренние освобождающиеся
ОСТ 26-16-1604—78, ТУ 39-01-10-716—81

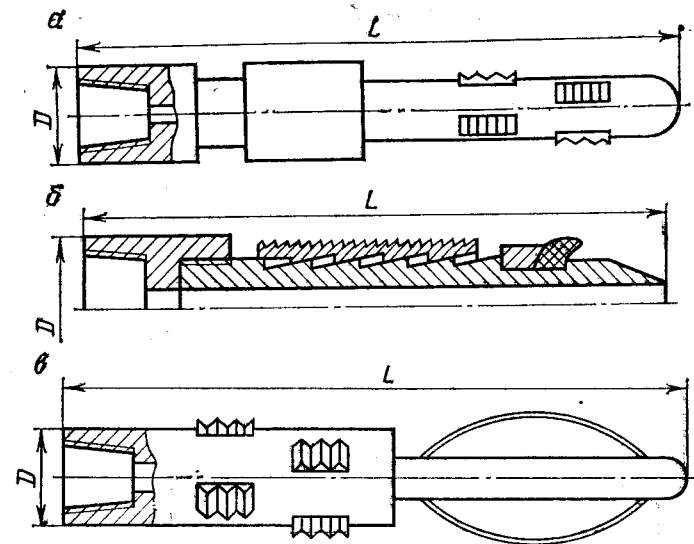


Рис. 7.6. Труболовка внутренняя освобождающаяся

Шифр	Захватывае- мый диаметр, мм	D , мм	L , мм	Грузо- подъем- ность, кН	Масса, кг	Резьба
------	-----------------------------------	----------	----------	--------------------------------	--------------	--------

Упирающиеся в торец трубы (рис. 7.6, а)

ТВМ-60	47—57	92	1540	250	28	3-76
ТВМ-73	57—66	92	1510	400	38	3-76
ТВМ-89	71—82	110	1440	600	50	3-76
ТВМ-102	84—96	132	1680	800	90	3-88
ТВМ-114	95—108	132	2320	1000	110	3-88

Спиральная с герметизацией трубного пространства
(рис. 7.6, б)

ТВС-140	116—128	178	1000	2500	76	3-147
---------	---------	-----	------	------	----	-------

Заводимые внутрь трубы на любую глубину (рис. 7.6, в)

ТВМ-114	95—108	95	1840	1000	70	3-76
ТВМ-127	104—132	105	1840	1600	76	3-88
ТВМ-146	118—147	120	1840	2000	96	3-88
ТВМ-168	136—169	136	1840	2200	120	3-88
ТВМ-194	158—192	160	1840	2500	150	3-88

Таблица 7.7

Труболовки наружные освобождающиеся (рис. 7.7)
ТУ 39-01-10-494—79, ТУ 26-02-582—74, ОСТ 39-141—82

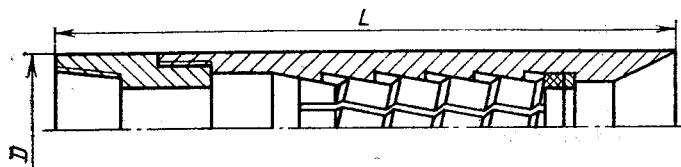


Рис. 7.7. Труболовка наружная освобождающаяся

Шифр	Захватываемый диаметр, мм	D, мм	L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба
ТНС 60-120,6	56—62	108	1563	1000	54	3-88
ТНС 73-139,7	69—74	120	1569	1100	74	3-102
ТНО 116-73	65—73	116	1655	350	76	3-88Л
ТНС 89-158,7	75—91	140	1764	1300	111	3-117
ТНО 136-89	81—89	136	1900	750	115	3-88Л
ТНС 102-165,1	98—105	145	1820	1400	122	3-121
ТНС 114-190,5	110—118	170	1820	2000	144	3-140
ТНС 127-215,9	123—131	196	1820	2700	152	3-147
ТНС 140-215,9	136—144	196	1820	3000	151	3-147
ТНС 147-215,9	142—150	200	1820	2700	153	3-147
ТНС 168-295,3	164—171	230	1840	3900	255	3-171

Таблица 7.8

Ловители плащечные наружные освобождающиеся (рис. 7.8)
ТУ 26-02-221—75

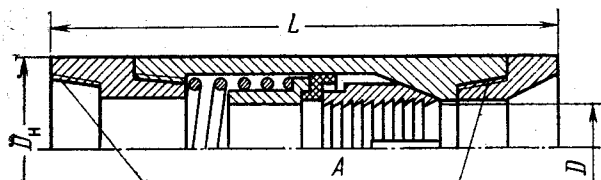


Рис. 7.8. Ловитель плащечный наружный освобождающийся

Шифр	D, мм	Dн, мм	L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба А
ЛБП 89/114-175	89—114	175	1000	800	112	Н-140
ЛБПС 89/114-175	89—114	175	1795	1200	250	Н-140
ЛБП 114/140-200	114—140	200	1030	1000	123	178
ЛБПС 114/140-200	114—140	200	1750	1500	222	178
ЛБП 127/155-225	127—155	225	1115	1250	165	194
ЛБПС 127/155-225	127—155	225	1870	1800	310	194
ЛБП 140/178-245	140—178	245	1180	1250	177	219
ЛБПС 140/178-245	140—178	245	2025	1800	315	219
ЛБП 168/203-270	168—203	270	1210	1600	175	245
ЛБПС 168/203-270	168—203	270	2070	2400	320	245

Примечания. 1. В комплект поставки входит набор сменных плашек различных диаметров в диапазоне D. 2. Работоспособность плашек — три случая захвата. 3. Освобождение ловителей и трубопроводов резким опусканием вниз с последующим вращением (механического действия) или прокачкой жидкости (гидравлического действия). 4. С — двухсекционное исполнение.

Таблица 7.9

Труболовки неосвобождающиеся (размеры в мм) (рис. 7.9)
ТУ 26-16-22—77

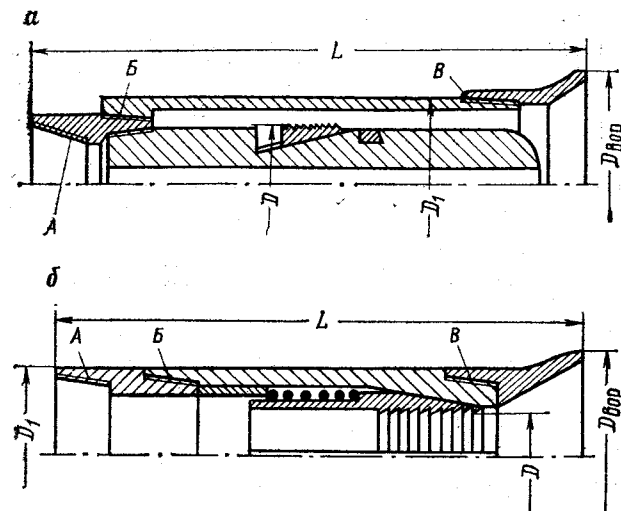


Рис. 7.9. Труболовка неосвобождающаяся

Шифр	D	D1	Dвор	L	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба		
							А по ГОСТ 631—75	Б по ГОСТ 631—75	В по ГОСТ 632—80

Внутренние (рис. 7.9, а)

ТВ48-80	44	80	138—240	730	200	10	3-62Л	73	114
ТВ60-92	56	92	138—240	625	250	12	3-76Л	89	114
ТВ73-92	66	92	138—240	830	500	18	3-76Л	89	114
ТВ89-110	82	110	165—240	955	700	30	3-76Л	102	140
ТВ102-130	96	130	190—240	1020	900	51	3-88Л	114	168
ТВ114-130	108	130	190—240	1070	1100	55	3-88Л	114	168

Наружные (рис. 7.9, б)

ТНЗ-114	48—60	—	—	420	400	11	89Л	89	—
ТНЗ-146	60—73	—	138—240	740	400	21	102Л	114	114
ТНЗ-168	60—89	—	165—240	770	750	35	114Л	140	140

Примечания. 1. Труболовки правые и левые. 2. Твердость плашек 48—56 ННГ. 3. Работоспособность плашек — два случая ловли.

7.4. Фрезеры

Таблица 7.10

Фрезеры забойные (размеры в мм)
ОСТ 26-02-233—70 (рис. 7.10)

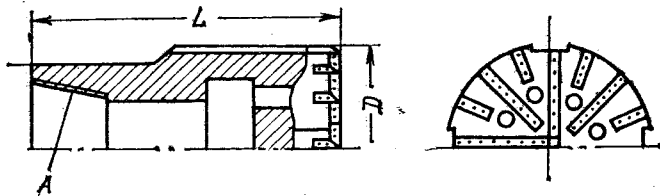


рис. 8.10. Фрезер забойный

Шифр	D	L	D ₁	Промывочный канал		Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 5286—75
				Диаметр	Число отверстий		
Ф3Э-90	90	240	80	8,0	8	8,5	3-62
Ф3Э-102	102	240	80	11,0	4	9,5	3-62
Ф3Э-110	110	250	95	12,0	4	11,5	3-76
Ф3Э-115	115	250	95	13,0	4	12,5	3-76
Ф3Э-120	120	250	95	13,0	4	13,5	3-76
Ф3Э-125	125	250	95	14,0	4	14,5	3-76
Ф3Э-135	135	260	113	12,5	8	18,0	3-88
Ф3Э-140	140	260	113	13,0	8	19,0	3-88
Ф3Э-145	145	260	113	13,5	8	20,3	3-88
Ф3Э-150	150	290	118	14,0	8	26,0	3-101
Ф3Э-160	160	290	118	14,0	8	27,5	3-101
Ф3Э-166	166	300	146	14,5	8	29,3	3-121
Ф3Э-172	172	300	146	15,0	8	32,0	3-121
Ф3Э-188	188	310	146	16,0	8	38,0	3-121
Ф3Э-194	194	310	146	17,0	8	40,0	3-121

Примечания. 1. Фрезеры правые и левые. 2. Армирование пластинами 0141А, сплав ВК8В. 3. Режим фрезерования: $G \leq 40$ кН, $n = 60 \pm 90$ об/мин; $Q \geq 12$ л/с.

Таблица 7.11

Фрезеры режуще-истирающие кольцевые (размеры в мм) (рис. 7.11) ОСТ 26-02-1296—75

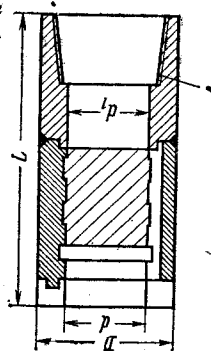


рис. 7.11. Фрезер режуще-истирающий кольцевой

Шифр	D	d	d ₁	L	Резьба А по ГОСТ 631—75	Масса, кг	Режим работы		Размер приемной трубы
							Нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин	
ФК 90×61 ФК 104×75 ФК 118×89	90	61	61	300	73	8	20	70—90	ГОСТ 631—75
	104	75	76	300	89	10	20		
	118	89	90	320	102	12	20		
ФК 136×102 ФК 140×110 ФК 190×152	136	102	102	350	114	18	20	60—80	
	140	110	111	350	127	16	25		
	190	152	152	370	168	30	30		
ФК 95×74 ФК 112×82 ФК 124×96	95	74	75	160	Соединение на сварке	4	20	70—90	
	112	82	83	180		7	20		
	124	96	97	180		7	20		
ФК 150×122 ФК 160×133 ФК 210×179 ФК 248×205	150	122	123	200		9	25	50—80	
	160	133	134	240		12	25		
	210	179	180	260		19	30		
	248	205	206	270		32	35		
									ГОСТ 632—80

Примечания. 1. Фрезеры правые и левые. 2. Армирование пластинами 0141А, сплав ВК8В. 3. Режим фрезерования: $G \leq 40$ кН, $n = 60 \pm 90$ об/мин; $Q \geq 12$ л/с. 4. Фрезеры правые имеют паз винтовой левой (и наоборот). 5. Сварочный шов — электродами УОНИ 1345-Э42А-Ф. 6. Средняя проходка по металлу ≥ 1 м. 7. Расход промывочной жидкости 10—12 л/с.

Таблица 7.12

Фрезеры скважинные типа ФЗ (ФЗС) (рис. 7.10)
ОСТ 26-16-1619—81

Шифр	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба А	Допустимый режим	
					G, кН	n, об/мин.
ФЗ (ФЗС)-85	85	210	7,5	3-66	30	120 (180)
ФЗ (ФЗС)-90	90	210	8,2	3-66	30	
ФЗ (ФЗС)-104	104	215	11,0	3-76	40	
ФЗ (ФЗС)-113	113	220	12,0	3-76	40	
ФЗ (ФЗС)-118	118	220	13,5	3-76	50	
ФЗ (ФЗС)-123	123	220	14,5	3-76	50	
ФЗ (ФЗС)-135	135	230	16,5	3-88	60	
ФЗ (ФЗС)-140	140	230	17,5	3-88	60	
ФЗ (ФЗС)-145	145	230	18,5	3-88	60	
ФЗ (ФЗС)-155	155	230	21,0	3-88	80	
ФЗ (ФЗС)-165	165	250	28,0	3-121	80	100 (150)
ФЗ (ФЗС)-190	190	260	35,0	3-121	80	
ФЗ (ФЗС)-210	210	290	43,0	3-147	90	
ФЗ (ФЗС)-220	220	290	45,0	3-147	90	
ФЗ (ФЗС)-243	243	300	59,0	3-147	90	
ФЗ (ФЗС)-268	268	320	70,0	3-147	90	
ФЗ (ФЗС)-295	295	320	80,0	3-147	90	
ФЗ (ФЗС)-308	308	330	90,0	3-147	100	
ФЗ (ФЗС)-320	320	330	95,0	3-171	100	
ФЗ (ФЗС)-345	345	340	108,0	3-171	100	
ФЗ (ФЗС)-375	375	360	130,0	3-171	100	80 (120)
ФЗ (ФЗС)-390	390	370	150,0	3-171	100	
ФЗ (ФЗС)-475	475	410	225,0	3-171	100	

Примечания. 1. Тип ФЗ — без спиральных вставок в промывочных отверстиях, ФЗС — со спиральными вставками. 2. В скобках указаны данные, относящиеся к типу ФЗС. 3. Фрезеры изготавливаются правыми и левыми. 4. Гарантированный период работы 30 ч по стали группы прочности Д (ФЗ) или Л (ФЗС).

Таблица 7.13

Фрезеры (рис. 7.12)

ТУ 26-16-60—77, ТУ 26-16-63—78

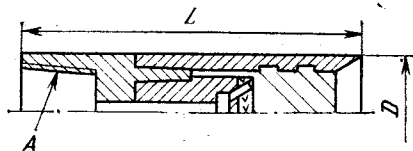


Рис. 7.12. Фрезер

Шифр	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба А	Допустимый режим	
					G, кН	n, об/мин
ФВ 102-73-116	116	180	7	102Л	60	100
ФЗК-118	118	625	35	3-76	40	100
ФЗК-118Л	118	625	35	3-76Л	40	100

Примечания. 1. Диаметр разбуриваемых труб в 146-мм обсадной колонне — 73 мм. 2. Гарантированный период работы — 5 ч. 3. Резьба 102Л по ГОСТ 633—80.

Таблица 7.14

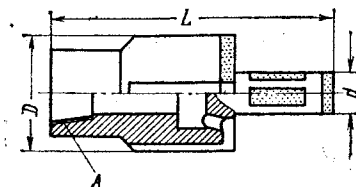
Фрезеры пилотные (рис. 7.13)
ОСТ 26-16-1623—82

Рис. 7.13. Фрезер пилотный

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба А	Нагрузка, кН
ФП-88	88	35	505	12	3-66	30
ФП-100	100	45	520	14	3-76	40
ФП-113	113	45	520	18	3-76	40
ФП-118	118	45	520	21	3-76	40
ФП-135	135	60	580	30	3-88	60
ФП-140	140	60	580	33	3-88	60
ФП-155	155	75	580	38	3-88	80
ФП-185	185	90	610	59	3-121	80
ФП-205	205	110	640	85	3-147	80
ФП-230	230	130	640	110	3-147	80

Примечания. 1. Частота вращения ротора не более 100 об/мин. 2. Гарантированный период работы при фрезеровании трубы группы прочности Д 7 ч или 3 м. 3. Фрезеры правые и левые.

Таблица 7.15

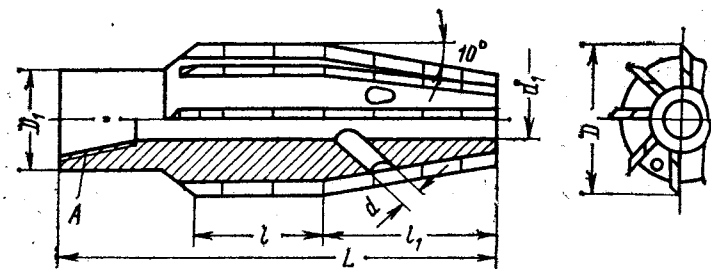
Фрезеры колонные конусные (размеры в мм) (рис. 7.14)
ОСТ 26-02-650—72

Рис. 7.14. Фрезер колонный конусный

Шифр	D	D ₁	L	l	l ₁	d	d ₁	Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 5286—75
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФКК-93	93,3	80	350	103	122	12	—	12	3-62
ФКК-97	97,3	80	352	103	122	12	—	15	3-62
ФКК-106	106,0	95	373	103	147	13	—	17	3-76

Продолжение табл. 7.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФКК-115	114,7	95	428	128	172	13	—	21	3-76
ФКК-121	120,7	95	431	128	172	14	—	24	3-76
ФКК-127	127,0	108	428	128	172	14	—	27	3-88
ФКК-137	137,3	113	430	128	172	15	—	37	3-88
ФКК-143	143,3	113	460	154	173	15	—	40	3-88
ФКК-149	149,3	118	475	154	173	16	—	45	3-101
ФКК-167	166,7	146	510	154	198*	18	—	57	3-121
ФКК-192	192,1	146	573	179	222	18	26	75	3-121
ФКК-198	198,1	146	575	179	222	20	28	79	3-121
ФКК-217	216,5	178	617	179	246	20	38	115	3-147
ФКК-223	222,5	178	620	179	246	20	42	121	3-147
ФКК-245	245,1	178	680	204	270	20	50	150	3-147
ФКК-272	272,5	203	742	230	295	22	40	180	3-171
ФКК-298	297,9	203	805	255	319	22	50	215	3-171
ФКК-312	311,7	203	812	255	319	22	60	220	3-171

Примечания. 1. Фрезеры правые. 2. Гарантированный период работы 7 ч.

Таблица 7.16

Фрезеры для прорезания «окна» в обсадной колонне (рис. 7.15)
ТУ 26-16-73—78, ТУ 26-16-149—83, ТУ 39-01-595—80

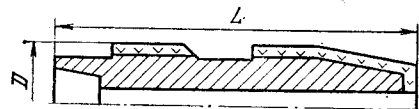


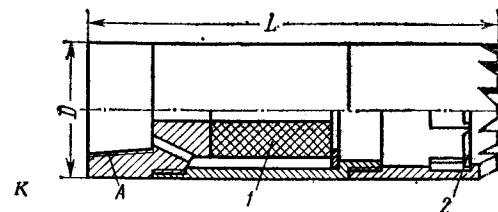
Рис. 7.15. Фрезер для прорезания «окна»

Шифр	Диаметр колонны, мм	D, мм	L, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба	Режим работы	
						Нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин
КРИЗ-146	146	121	530	23	3-76	10	60
РЦН-146	146	120	654	66	3-88	10	80
РЦН-168	168	142	790	78	3-88	10	80
КРИЗ-168	168	142	650	34	3-88	10	80
ФРЛ-168	168	143	1000	78	3-101	30	100
РЦН-178	178	151	760	83	3-88	10	80
РЦН-219	219	192	994	106	3-121	15	60
РЦН-245	245	217	995	120	3-121	15	60
РЦН-273	273	246	1017	133	3-121	15	60
РЦН-299	299	273	1123	150	3-121	15	60

Примечание. Гарантия прорезания «окна» фрезером КРИЗ — 0,6 м; РЦН — 5,5 м.

Таблица 7.17

Фрезеры-ловители магнитные (рис. 7.16)
ОСТ 26-16-1606—78

Рис. 7.16. Фрезер магнитный;
1 — магнит; 2 — ловушка

Шифр	D, мм	L, мм	Подъемная сила, Н	Масса, кг	Резьба A	Допустимая нагрузка, кН
ФМ-86	86	245	400	8	3-62	3
ФМ-88	88	380	700	17	3-66	3
ФМЗ-88	88	480	700	19	3-66	3
ФМ-93	93	265	850	10	3-62	3
ФМ-103	103	400	800	23	3-76	4
ФМЗ-103	103	520	800	25	3-76	4
ФМ-115	115	330	950	18	3-62	5
ФМ-118	118	440	1 000	24	3-76	5
ФМЗ-118	118	580	1 000	26	3-76	5
ФМ-135	135	440	1 200	38	3-88	6
ФМЗ-135	135	580	1 200	45	3-88	6
ФМ-150	150	450	2 400	45	3-88	7
ФМЗ-150	150	600	2 400	50	3-88	7
ФМ-170	170	460	2 800	55	3-121	8
ФМЗ-170	170	610	2 800	65	3-121	8
ФМ-195	195	470	3 250	110	3-147	9
ФМЗ-195	195	620	3 250	120	3-147	9
ФМ-225	225	550	5 600	130	3-147	10
ФМЗ-225	225	700	5 600	140	3-147	10
ФМ-270	270	600	6 800	160	3-147	11
ФМЗ-270	270	750	6 800	170	3-147	11
ФМ-315	315	700	12 000	210	3-147	12
ФМЗ-315	315	850	12 000	230	3-147	12

Примечания. 1. Фрезеры типа ФМ — без механического захвата для удержания попавшего внутрь металла, ФМЗ — с механическим захватом. 2. При офрезеровывании металла частота вращения ротора не более 60 об/мин.

7.5. Прочий инструмент

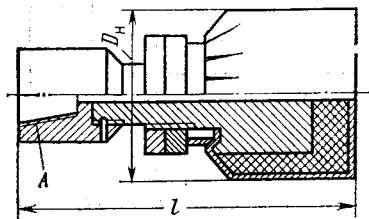


Таблица 7.18

Печать универсальная (рис. 7.17)
ТУ 26-16-102—79

Рис. 7.17. Печать универсальная

Шифр	D, мм	В, мм	Диаметр обсадных труб, мм	Масса, кг	Резьба А
ПУ2-102	75, 84	295	102	5	3-62
ПУ2-146	106, 112, 118	360	146	10	3-62
ПУ2-168	125, 131, 137, 141	430	168	18	3-76

Примечание. Допустимая нагрузка 20 кН.

Устройство для ликвидации прихватов
ТУ 39-203—76, ТУ 39-08-838—83

Шифр устройства	УЛП-190-1	УЛП-ВМ-015
Диаметр скважины, мм, не менее	190,5	158,7
Диаметр корпуса, мм	178	146
Длина устройства, мм	1510	1700
Усилие срабатывания, кН	700	500
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	1500	1800
Резьбы присоединительные	3-147	3-121
Моторесурс, удар	100	300
Температура применения, °С, не более	+100	+150

Необходимый угол закручивания (в градус) определяется по формуле

$$\psi = \frac{2kGL}{D^4 - d^4},$$

где k — коэффициент устройства ($k = 90$ для УЛП-146, $k = 100$ для УЛП-178, $k = 120$ для УЛП-229); G — необходимое усилие срабатывания, кН; L — расстояние от устья до УЛП, м; D, d — наружный и внутренний диаметры буровых труб, см.

Возбудитель упругих колебаний ВУК-170М
ТУ 41-01-437—81

Диаметр скважины, мм, не менее	190
Диаметр корпуса, мм	172
Длина в разомкнутом состоянии, мм	4280
Диаметр промывочного канала, мм	55
Максимальная температура применения, °С	220
Усилие срабатывания при ходе 104 мм, кН	1000
Моторесурс, удар	500
Присоединительная резьба	3-147
Масса, кг	450

Зависимость силы разъединения P в ВУКе от свободного хода l приведена на рис. 7.18.

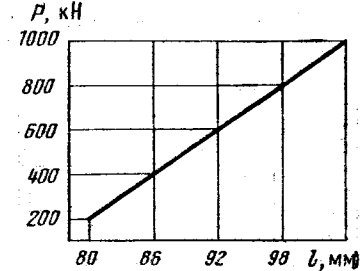


Рис. 7.18. Зависимость силы разъединения в ВУКе от свободного хода

Таблица 7.19

Скребки колонные (размеры в мм) (рис. 7.19)
ТУ 26-16-9—76

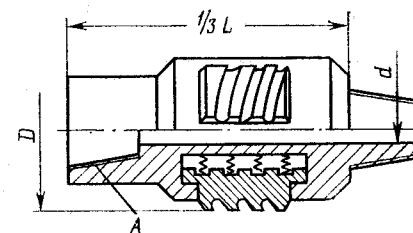


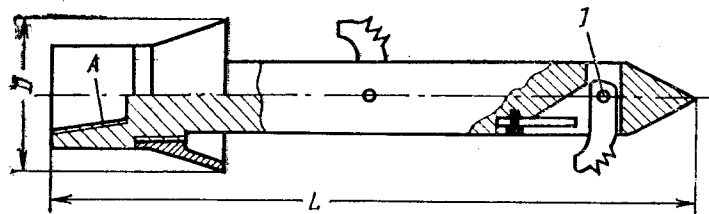
Рис. 7.19. Скребок колонный

Шифр	Диаметр обсадной колонны	D	L	d	Масса, кг
СК-146	146	139	1277	40	110
СК-168	168	158	1310	40	120
СК-178	178	168	1192	60	136
СК-219	219	207	1291	62	151
СК-273	273	263	2056	100	254

Примечания. 1. Твердость плашек 56—64 HRC. 2. Гарантированный период работы 200 ч. 3. Режим работы: $G = 60$ кН; $Q \geq 10$ л/с. 4. Резьба А не обусловлена.

Таблица 7.20

Удочки ловильные (рис. 7.20) ТУ 26-02-408—72

Рис. 7.20. Удочка ловильная;
1 — шарнир

Шифр	Тип	Диаметр обсадной колонны, мм	D, мм	L, мм	Число рогов	Промывка	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 5286—75
УШ1-114	Шарнирный	114	95	1290	4	Без промывки	2	23	3-76Л
УШ1-146		146	113	1360	4		2	35	3-76
УШ1-168		168	138	1600	4		3	36	3-76
УШ1-219		219	190	1175	4		4	66	3-76
УО1-146	Нешарнирный	146	113	1800	4	С промывкой	2	26	3-76Л
УО1-168		168	138	2000	4		3	35	3-88Л
УК1-146		146	113	1400	1		2	27	3-76Л
УК1-168		168	138	1600	1		3	33	3-88Л
УОП1-146		146	113	1300	2	С промывкой	2	24	3-76Л
УОП1-168		168	138	1200	2		3	29	3-76Л
УОП1-273		273	240	1670	2		4	86	3-76Л
2УП-190		190	175	1455	2		3	57	3-121Л
УООП1-146		146	113	1300	2		2	24	3-76Л
УООП1-168		168	138	1200	2		3	29	3-88Д

Примечание. Из скважины можно извлечь канат диаметром менее 19 мм, кабель диаметром менее 22 мм.

Таблица 7.21

Устройства отклоняющие для наклонно направленного бурения
ОСТ 39-090—79

Диаметр, мм		Длина шпинделя, мм	Угол перекося резьб переводника, градус—мин
отклонителя	долота		
88	97—132	2000	0—45, 1—00, 1—15, 1—30
127	139,7—172	2300	0—45, 1—00, 1—15, 1—30
164	187,3; 190,5	2800	0—45, 1—00, 1—15, 1—30
172	187,3—200,0	2800	0—45, 1—00, 1—15, 1—30
195	212,7—228,9	3000	1—15, 1—30, 1—45, 2—00
240	269,0—320,0	3200	1—15, 1—30, 1—45, 2—00
315	346,0—490,0	3500	1—15, 1—30, 1—45, 2—00, 2—30

Таблица 7.22

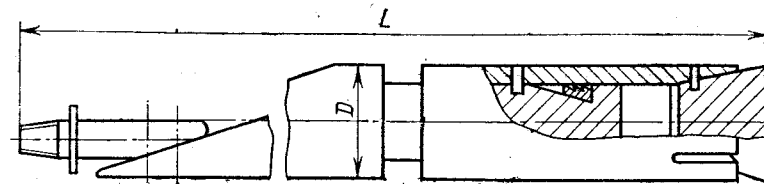
Отклонитель с плоским клином (рис. 7.21)
ТУ 39-01-596—80

Рис. 7.21. Клин отклоняющий стационарный

Шифр	Угол наклона ложка, градус—мин	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба трубная по ГОСТ 631—75
ОП-146	1—30	110	5600	350	89
ОП-168	1—30	136	6000	490	89
ОП-178	1—30	146	6000	530	89
ОП-219	3—30	186	6000	610	127
ОП-245	4—00	212	6000	660	127
ОП-273	4—30	240	5160	810	127
ОП-299	5—30	268	5370	870	127

7.6. Определение глубины прихвата по удлинению свободной части труб

Глубину прихвата определяют по формуле

$$L = k \Delta l,$$

где k — коэффициент, постоянный для данного типоразмера труб; значение его приведено в табл. 7.23; Δl — удлинение колонны труб под действием силы P , см; L — длина свободной части труб, м. Силы трения труб о стенки скважины не учитываются.

Если в компоновку бурового снаряда включено несколько секций, состоящих из труб одного типоразмера, то при приложении силы P каждая секция удлиняется на Δl_i . Общее удлинение

$$\Delta l = \Delta l_1 + \Delta l_2 + \Delta l_3 + \dots + \Delta l_n,$$

где Δl_1 — удлинение первой секции труб (в см), считая от устья, при приложении силы P ,

$$\Delta l_1 = L_1/k_1; \Delta l_2 = L_2/k_2; \dots; \Delta l_n = L_n/k_n.$$

При известной Δl глубину прихвата определяют методом последовательного расчета $\Delta l_1, \Delta l_2 \dots$ до получения равенства $\Delta l = \sum \Delta l_i$.

Длины секций $L_1, L_2, L_3 \dots$ известны из фактической компоновки, величины $k_1, k_2, k_3 \dots$ берут из табл. 7.23.

Таблица 7.23

Значения коэффициента k

Диаметр труб, м	Толщина труб, мм	Сила натяжения P , кН					
		50	100	150	200	250	300
1	2	3	4	5	6	7	8

СБТ

42	5	25,6	12,8	8,5	6,4	—	—
50	5,5	33,9	16,9	11,3	8,5	6,8	—
63,5	6	47,8	23,9	15,9	11,9	9,6	8,0
60,3	7	51,7	25,8	17,2	12,9	10,3	8,6
	9	63,9	32,0	21,3	16,0	12,8	10,7
73	7	64,0	32,0	21,4	16,0	12,8	10,7
	9	80,0	40,0	26,7	20,0	16,0	13,3
89	11	94,5	47,2	31,5	23,6	18,9	15,7
	7	79,5	39,7	26,4	19,8	15,9	13,2
101,6	9	98,8	49,4	32,9	24,7	19,8	16,5
	11	118,2	59,1	39,4	29,6	23,6	19,7
114,3	7	91,7	45,8	30,6	22,9	18,3	15,3
	8	103,7	51,9	34,6	25,9	20,7	17,3
114,3	9	115,4	57,7	38,5	28,9	23,1	19,2
	10	126,9	63,4	42,3	31,7	25,4	21,1
127	7	104,5	52,2	34,4	26,1	21,0	17,4
	8	118,2	59,1	39,4	29,6	23,6	19,7
127	9	131,8	65,9	44,0	33,3	26,4	22,0
	10	145,5	72,8	48,5	36,4	29,1	24,3
139,7	11	158,0	79,0	52,6	39,5	31,6	26,4
	7	116,2	58,1	38,7	29,0	23,2	19,4
139,7	8	132,3	66,1	44,1	33,1	26,5	22,0
	9	147,5	73,7	49,2	36,9	29,5	24,6
139,7	10	162,0	81,0	54,0	40,5	32,4	27,0
	8	146,3	73,1	48,8	36,6	29,2	24,4
139,7	9	163,3	81,6	54,4	40,8	32,7	27,2
	10	180,0	90,0	60,0	45,0	36,0	30,0
139,7	11	196,5	98,2	65,5	49,1	39,3	32,7

АБТ

54	9	18,7	9,4	6,2	4,7	—	—
73	9	26,6	13,3	8,9	6,7	5,3	—
90	8,5	32,0	16,0	10,7	8,0	6,4	5,4
	10	37,0	18,5	12,3	9,2	7,4	6,2
93	9	35,0	17,5	11,7	8,8	7,0	5,9
	10	45,3	22,6	15,1	11,3	9,1	7,5
108	10	48,0	24,0	16,0	12,0	9,6	8,0
114	9	49,6	24,8	16,5	12,4	9,9	8,3
	11	61,5	30,8	20,5	15,4	12,3	10,3
147	9	57,6	28,8	19,2	14,4	11,5	9,6
	11	69,2	34,6	23,1	17,3	13,9	11,5
147	13	80,5	40,3	26,8	20,1	16,1	13,4
	15	91,5	45,8	30,5	22,9	18,3	15,3
170	17	102,1	51,1	34,0	25,5	20,4	17,0
	11	80,8	40,4	26,9	20,2	16,2	13,5

Продолжение табл. 7.23

1	2	3	4	5	6	7	8
HKT							
33,4	3,5	14,3	7,16	—	—	—	—
42,2	3,5	18,8	9,4	6,3	4,7	—	—
48,3	4,0	24,5	12,3	8,2	6,1	—	—
60,3	5,0	38,3	19,1	12,8	9,6	7,7	6,4
73,0	5,5	51,4	25,7	17,1	12,9	10,3	8,6
	7,0	64,0	32,0	21,4	16,0	12,8	10,7
88,9	6,5	74,2	37,1	24,7	18,5	14,8	12,4
	8,0	89,6	44,8	29,9	22,4	17,9	14,9
101,6	6,5	85,6	42,8	28,5	21,4	17,1	14,3
114,3	7,0	104,5	52,2	34,4	26,1	21,0	17,4

8. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Таблица 8.1

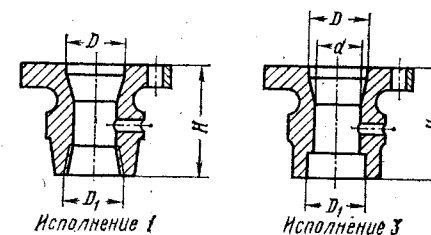
8.1. Головки колонные (размеры в мм) (рис. 8.1)
ОСТ 26-02-775—73

Рис. 8.1. Головки колонные нижние

Шифр	D	Рабочее давление, МПа	D_1	d	H	Диаметр под- вешиваемых труб
1	2	3	4	5	6	7
ГКН ... -180×140-178	180	14	178	162	440	114, 127
ГКН ... -230×70-194	230	7	194	177	500	114, 127
ГКН ... -230×140-194	230	14	194	177	500	114, 127
ГКН ... -230×70-219	230	7	219	203	510	114, 127
ГКН ... -230×140-219	230	14		203	510	140, 146
ГКН ... -230×210-219	230	21		203	520	
ГКН ... -230×350-210	230	35		203	550	

1	2	3	4	5	6	7
ГКН ... -280×140-245	280	14	245	227	550	114, 127
ГКН ... -280×210-245	280	21		227	560	140, 146, 168
ГКН ... -280×350-245	280	35		227	570	
ГКН ... -280×140-273	280	14	273	252	550	114, 127, 140,
ГКН ... -280×210-273	280	21		252	560	146, 168, 178,
ГКН ... -280×350-273	280	35		252	570	194
ГКН ... -350×140-299	350	14	299	279	540	140, 146, 168,
ГКН ... -350×210-299	350	21		279	560	178, 194, 219
ГКН ... -350×350-299	350	35		275	570	
ГКН ... -350×140-324	350	14	324	303	540	140, 146, 168,
ГКН ... -350×210-324	350	21		303	550	178, 194, 219,
ГКН ... -350×350-324	350	35		303	570	245
ГКН ... -350×140-340	350	14	340	318	540	140, 146, 168,
ГКН ... -350×210-340	350	21		318	550	178, 194, 219,
ГКН ... -350×350-340	350	35		315	570	245, 273
ГКН ... -350×140-351	350	14	351	330	550	140, 146, 168,
ГКН ... -350×210-351	350	21		330	560	178, 194, 219,
ГКН ... -350×350-351	350	35		330	570	245, 273
ГКН ... -425×140-377	425	14	377	356	540	168, 178, 194,
ГКН ... -425×210-377	425	21		356	580	291, 245, 273,
ГКН ... -425×350-377	425	35		356	600	299
ГКН ... -425×140-407	425	14	407	379	540	168, 178, 194,
ГКН ... -425×210-407	425	21		379	580	219, 245, 273,
ГКН ... -425×350-407	425	35		379	600	299, 324
ГКН ... -425×140-426	425	14	426	400	540	168, 178, 194,
ГКН ... -425×210-426	425	21		400	580	219, 245, 273,
ГКН ... -425×350-426	425	35		400	600	299, 324, 340
ГКН ... -520×140-478	520	14	478	455	580	299, 324,
ГКН ... -520×210-478	520	21		455	580	340, 351,
						377, 407
ГКН ... -520×140-508	520	14	508	500	580	299, 324, 340,
ГКН ... -520×210-508	520	21		500	580	351, 377, 407
ГКН ... -520×140-530	520	14	530	500	590	299, 324, 340,
ГКН ... -520×210-530	520	21		500	590	351, 377, 407,
						426

Примечания. 1. Исполнение 1 — на резьбе под трубы диаметром D_1 ; исполнение 3 — под сварку. 2. Подвески колонные: К — клиновые (колонна труб подвешивается на клиньях), М — муфтовые (колонна труб подвешивается на резьбе). 3. Обозначение: ГКН (исполнение) — (подвеска), (диаметр подвешиваемых труб) — (шифр) ГКНЗ—К324—425×140-426.

Таблица 8.2

Головки колонные промежуточные (размеры в мм) (рис. 8.2)
ОСТ 26-02-775—73

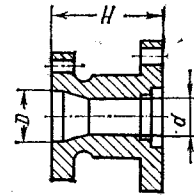


рис. 8.2. Головка колонная промежуточная

Шифр	D	Рабочее давление, МПа	Шифр верхнего фланца предыдущей головки	d	H	Диаметр подвешиваемых труб
1	2	3	4	5	6	7
ГКП ... -230×140-350×140	230	14	350×140	203	590	114, 127, 140, 146
ГКП ... -230×210-350×140	230	21		203	590	
ГКП ... -230×350-350×140	230	35		203	630	
ГКП ... -280×210-350×140	280	21		252	600	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×350-350×140	280	35		252	640	
ГКП ... -230×210-350×210	230	21	350×210	203	610	114, 127, 140, 146
ГКП ... -230×350-350×210	230	35		203	630	
ГКП ... -280×210-350×210	280	21		252	610	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×350-350×210	280	35		252	640	
ГКП ... -230×350-350×350	230	35	350×350	203	680	114, 127, 140, 146
ГКП ... -230×700-350×350	230	70		203	680	
ГКП ... -280×350-350×350	280	35		252	680	114, 127, 140, 146, 168, 178
ГКП ... -280×700-350×350	280	70		252	710	
ГКП ... -230×700-350×700	230	70	350×700	203	740	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×700-350×700	280	70		252	760	
ГКП ... -280×1050-350×700	280	105		252	800	

1	2	3	4	5	6	7
ГКП ... -230×350-425×140	230	35	425×140	203	680	114, 127, 140, 146
ГКП ... -280×210-425×140	280	21		252	670	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×350-425×140	280	35		252	670	
ГКП ... -350×210-425×140	350	21		350	650	140, 146, 168, 178, 194, 219, 245
ГКП ... -350×350-425×140	350	35		350	680	273
ГКП ... -230×350-425×210	230	35	425×210	203	670	114, 127, 140, 146
ГКП ... -280×210-425×210	280	21		252	650	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×350-425×210	280	35		252	680	
ГКП ... -350×210-425×210	350	21		350	680	140, 146, 168, 178, 194, 219, 245
ГКП ... -350×350-425×210	350	35		350	690	273
ГКП ... -230×350-425×350	230	35	425×350	203	700	114, 127, 140, 146
ГКП ... -280×350-425×350	280	35		252	710	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194
ГКП ... -280×700-425×350	280	70		252	730	
ГКП ... -350×350-425×350	350	35		350	720	140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 273
ГКП ... -350×700-425×350	350	70		271	770	
ГКП ... -350×210-520×140	350	21	520×140	350	680	140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 273
ГКП ... -350×350-520×140	350	35		350	690	
ГКП ... -425×210-520×140	425	21		400	690	168, 178, 194, 219, 245, 273, 299,
ГКП ... -425×350-520×140	425	35		400	720	324, 340
ГКП ... -350×350-520×210	425	35	520×210	350	700	168, 178, 194, 219, 245, 273, 299,
ГКП ... -425×350-520×210	425	35		400	730	324, 340

Примечание: ГКП—К (диаметр подвешиваемых труб) — (шифр) ГКП—К324-425×210-520×140

Таблица 8.3

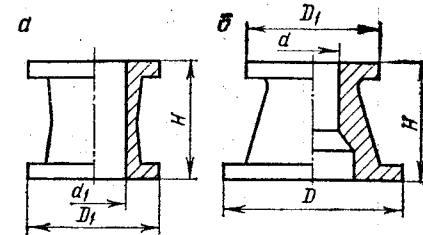
8.2. Катушки фланцевые
(размеры в мм) (рис. 8.3)
ОСТ 26-16-1601—77

Рис. 8.3. Катушки фланцевые

Шифр	Рабочее давление, МПа	d_1	D_1	D	H	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7

С фланцами одного типоразмера (рис. 8.3, а)

КФ 156×320	32	156	395	—	330	83
КФ 180×210	21	180	380	—	350	112
КФ 180×350	35	180	395	—	500	158
КФ 180×700	70	180	480	—	550	320
КФ 230×350	35	230	482	—	550	268
КФ 230×700	70	230	550	—	630	473
КФ 280×210	21	280	545	—	435	260
КФ 280×350	35	280	585	—	640	447
КФ 280×700	70	280	655	—	725	760
КФ 307×200	20	307	620	—	445	360
КФ 307×320	32	307	620	—	445	365
КФ 350×210	21	350	610	—	475	320
КФ 350×350	35	350	675	—	590	545
КФ 350×700	70	350	768	—	840	1220
КФ 406×125	12,5	406	675	—	465	385
КФ 425×140	14	425	685	—	470	385
КФ 425×210	21	425	705	—	545	400
КФ 520×140	14	520	812	—	545	600
КФ 520×210	21	520	858	—	660	850

С фланцами разных типоразмеров (рис. 8.3, б)

КФ 80×350/100×320	32	80	265	300	310	50
КФ 80×350/100×350	35	80	265	310	350	59
КФ 156×320/180×140	14	156	395	355	320	85
КФ 156×320/180×210	21	156	395	380	345	100
КФ 156×320/180×350	35	156	395	395	450	123
КФ 180×350/230×350	35	180	395	482	540	220
КФ 180×700/230×700	70	180	480	550	610	437
КФ 230×350/280×140	14	230	482	510	510	300
КФ 230×350/280×210	21	230	482	545	525	381
КФ 230×350/280×350	35	230	482	585	625	487
КФ 230×500/307×320	32	230	525	620	460	382
КФ 230×700/280×350	35	230	550	585	645	493
КФ 230×700/280×700	70	230	550	655	705	642
КФ 280×350/307×320	32	280	585	620	595	417

1	2	3	4	5	6	7
КФ 307×200/350×210	20	307	620	610	460	335
КФ 307×320/350×210	21	307	620	610	460	330
КФ 307×320/350×350	32	307	620	675	550	480
КФ 307×320/406×125	12,5	307	620	675	485	400
КФ 307×320/425×210	21	307	620	705	530	410
КФ 406×125/425×140	12,5	406	675	685	465	405
КФ 406×125/520×140	12,5	406	675	812	520	635
КФ 425×140/520×140	14	425	685	812	530	670
КФ 425×210/520×140	14	425	705	812	545	685
КФ 425×210/520×210	21	425	705	858	635	885

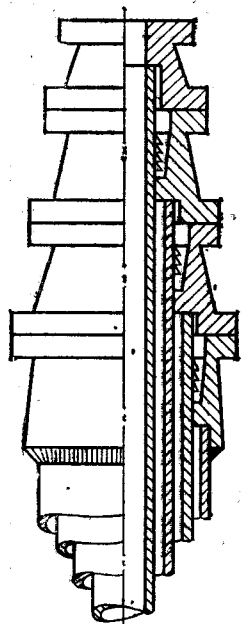


Таблица 8.4

8.3. Оборудование для обвязки обсадных колонн (рис. 8.4)
ТУ 26-02-201—76, ТУ 26-02-579—74,
ТУ 26-02-728—76, ТУ 39-01-301—77

Рис. 8.4. Оборудование для обвязки обсадных колонн

Шифр	Диаметр колонны, мм			Давление при эксплуатации, МПа	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг
	эксплуатационной	промежуточной	кондуктора				
ОКМ1-140×140-219	140	—	219	14	510	450	380
ОКМ1-140×140-245	140	—	245	14	510	450	365
ОКМ1-140×146-219	146	—	219	14	510	450	380
ОКМ1-140×146-245	146	—	245	14	510	450	365
ОКМ1-140×168-245	168	—	245	14	510	450	355
ОКК1-210-140×219	140	—	219	21	545	535	465
ОКК1-210-140×245	—	—	245	21	545	535	465
ОКК1-210-140×273	—	—	273	21	545	535	465
ОКК1-210-146×219	146	—	219	21	545	535	465
ОКК1-210-146×245	—	—	245	21	545	535	465
ОКК1-210-140×273	—	—	273	21	545	535	465

1	2	3	4	5	6	7	8
ГКН1-168×245	168	—	245	21	470	785	252
ОКК1 210-168×245	—	—	245	21	545	535	465
ОКК1-210-168×273	—	—	273	21	545	535	465
ОКК1-210-219×324	219	—	324	21	585	580	575
ОКК1-350-140×219	140	—	219	35	585	580	575
ОКК1-350-140×245	—	—	245	35	585	580	575
ОКК1-350-140×273	—	—	273	35	585	580	575
ОКК1-350-146×219	146	—	219	35	585	580	575
ОКК1-350-146×245	—	—	245	35	585	580	575
ОКК1-350-146×273	—	—	273	35	585	580	575
ОКК1-350-168×245	168	—	245	35	585	580	575
ОКК1-350-168×273	—	—	273	35	585	580	575
ОКК2-110-178-245-324	178	245	324	21	610	1130	1050
ОКК2-350-140×219×377	140	219	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-140×219×426	—	219	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-140×245×377	—	245	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-140×245×426	—	245	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-140×273×377	—	273	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-140×273×426	—	273	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×219×377	146	219	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×219×426	—	219	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×245×377	—	245	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×245×426	—	245	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×273×377	—	273	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-146×273×426	—	273	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-168×245×377	168	245	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-168×245×426	—	245	426	35	705	1300	1650
ОКК2-350-168×273×377	—	273	377	35	705	1300	1650
ОКК2-350-168×273×426	—	273	426	35	705	1300	1650
ОКК2-700-178×245×324	178	245	324	70	1190	1400	2300
ОКК3-700-140×219×299×426	140	219,299	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-140×219×324×426	—	219,324	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-140×245×299×426	—	245,299	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-140×245×324×426	—	245,324	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×219×273×351	146	219,273	351	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×219×299×377	—	219,299	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×219×324×377	—	219,324	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×219×299×426	—	219,299	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×219×324×426	—	219,324	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×245×299×377	—	245,299	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×245×324×377	—	245,324	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×245×299×426	—	245,299	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-146×245×324×426	—	245,324	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-168×245×299×377	168	245,299	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-168×245×324×377	—	245,324	377	70	705	2055	4045
ОКК3-700-168×245×299×426	—	245,299	426	70	705	2055	4045
ОКК3-700-168×245×324×426	—	345,324	426	70	705	2055	4045
КГ-4-700	168	245,324	426	70	1200	1580	3000
КГ-5-700	168	219,299	478	70	1046	2650	5860

Примечания. 1. Подвеска обсадных колонн: М — муфтовая, К — клиновая.
 2. Общее число подвешиваемых колонн на кондукторе указывается цифрой 1, 2, 3, 4 или 5.

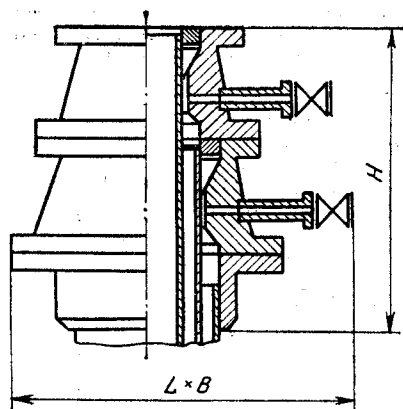


Таблица 8.5

Оборудование для обвязки
обсадных колонн (рис. 8.5)
ТУ 26-16-133—81, ТУ 26-16-134—81

Рис. 8.5. Оборудование для обвязки обсадных колонн

Шифр	Диаметр колонны, мм			Рабочее давление, МПа	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг	Допустимая нагрузка на клинья, кН	Тип запорного устройства
	эксплуатационной	промежуточной	кондуктора							
ОКК1Ф-14-140×219	140	—	219	14	1080	355	556	296	380	КППС-65×140
ОКК1Ф-14-140×245	140	—	245	14	1080	355	556	286	380	
ОКК1Ф-14-146×219	146	—	219	14	1080	355	556	289	400	
ОКК1Ф-14-146×245	146	—	245	14	1080	355	556	280	400	
ОКК1Ф-14-168×245	168	—	245	14	1080	355	556	264	500	2КМ-000
ОКК1А-21-146×245	146	—	245	21	952	545	520	300	600	
ОКК1А-21-168×245	168	—	245	21	952	545	520	284	760	
ОКБ-35-146×245×324	146	245	324	35	1450	675	1200	1338	1000	
ОКБ-35-168×245×324	168	245	324	35	1450	675	1200	1329	1200	

8.4. Оборудование противовыбросовое

Таблица 8.6

Комплектность противовыбросового оборудования (рис. 8.6)
ГОСТ 13862—80, ТУ 41-1013—72

Номер позиции на рис. 8.6	Наименование	Тип			
		ПВУ	ОП1	ОП2	ОП3
1	Универсальный превентор	—	1	1	1
2	Плашечный превентор	2	1	2	2
3	Запорное устройство с гидравлическим управлением и быстродействующим клапаном	—	2	2	4
4	Крестовина	1	1	1	2
5	Запорное устройство с ручным управлением	8	8	8	12
6	Быстросменный штуцер	2	2	2	4
7	Регулируемый штуцер	2	2	2	2
8	Отбойная камера:	1	1	1	1
	число рабочих выкидов	1	1	1	1
	число аварийных выкидов (линии глушения)	1	1	1	3
	число мест подсоединения ЦА	1	3	3	7
	число мест подсоединения буровых насосов	1	1	1	1

Примечание. ПВУ, ОП1 — двухпревенторное с двумя выкидами; ОП2 — трехпревенторное с двумя выкидами; ОП3 — трехпревенторное с четырьмя выкидами.

Таблица 8.8

Превенторы противовыбросового оборудования
ОСТ 26-16-1622—82, ТУ 41-1013—72

Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Выталкивающая нагрузка на плашки, кН	Максимальный диаметр уплотняемых труб, мм	Высота, мм		Масса, кг	
				ППГ	ПУ	ППГ	ПУ
152	10	—	73	315	—	424	—
180	21	160	127	500	850	1000	5 500
	35	280		500	1100	1300	2 200
	70	560		650	1300	1700	6 000
230	35	450	168	550	1180	1500	3 000
	70	900		700	1500	2500	9 500
280	21	320	219	550	1100	2100	3 000
	35	550		600	1500	2500	4 500
	70	1100		800	1730	3000	14 000
	105	1600		1000	2000	4000	17 500
350	21	320	273	600	1250	2500	4 900
	35	550		700	1600	3000	7 900
	70	1100		900	1950	4000	18 000
425	21	320	340	600	1500	3000	7 600
	35	550		800	1700	4500	12 000
540	14	220	426	800	1700	3500	10 000
	21	320		900	1750	4000	15 000
680	14	220	560	900	1850	6000	17 000

Примечания. 1. Превенторы ППГ — плащечные, ПУ — универсальные; 2. «С» — перерезывающие плашки в превенторах ППГ, «У» — универсальные плашки в превенторах ППУ; 3. При температуре ниже +5 °С эксплуатация превенторов без системы подогрева не допускается.

Таблица 8.9

Превенторы вращающиеся ТУ 26-02-431—72, ТУ 26-02-440—72

Шифр	Диаметр, мм		Давление, МПа		Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг
	проходного отверстия	уплотняемых труб	статическое	при вращении			
УВП-230×210	230	60—194	21	10	990	1465	4920
ПВ-156×320	156	60—89	32	8	570	1570	1210
ПВ-230×10	230	114—140	1	1	620	1200	950
ПВ-230×320Бр	230	73—114	32	8	680	1550	1800
ПВ-307×10	307	114—140	1	1	620	1100	920
ПВ-307×200	307	73—114	20	8	730	1800	2120

Примечания: 1. Частота вращения ротора не более 100 об/мин. 2. Температура промывочной жидкости до 100 °С.

Таблица 8.10

Манифольд противовыбросового оборудования
ТУ 26-16-39—77, ТУ 26-02-728—76

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Масса, кг	Тип запорного устройства	
				Клапан	Задвижка
МПБ2-80×350	80	35	8 830	КБ-80×350	ЗМ-80×350
МПБ3-80×350	80	35	10 285	КБ-80×350	ЗМ-80×350
МПБ4-80×350	80	35	14 790	КБ-80×350	ЗМ-80×350
МПБ3-80×700	76	70	13 600	—	ЗМ-80×700, ЗМГ-80×700

Таблица 8.11

Тройники и крестовины
фланцевые (рис. 8.7)
ОСТ 26-16-1603—78

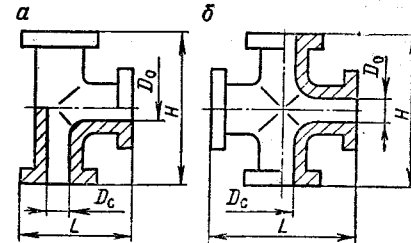


Рис. 8.7. Узлы манифольда фланцевые:
а — тройник; б — крестовина

Шифр	Диаметр, мм		Рабочее давление, МПа	Длина L, мм		H, мм	Масса, кг	
	стволо Dc	отвода Do		тройника	крестовины		тройника	крестовины
50×140	50	50	14	228	290	290	21,2	27,3
65×140	65	65	14	260	330	330	30,0	38,4
65/50×140	65	50	14	250	310	310	26,8	32,8
80×140	80	80	14	290	370	370	39,7	50,8
80/65×140	80	65	14	280	350	350	36,4	45,0
50×210	50	50	21	298	380	380	43,3	56,7
65×210	65	65	21	328	410	410	60,4	78,7
80×210	80	80	21	329	415	415	62,6	80,5
80/50×210	80	50	21	329	415	380	60,6	72,8
80/65×210	80	65	21	339	435	395	57,7	71,8
100×210	100	100	21	386	480	480	97,6	125,2
100/65×210	100	65	21	371	450	430	80,0	98,2
100/80×210	100	80	21	369	445	455	85,6	103,5
50×350	50	50	35	298	380	380	43,3	56,7
65×350	65	65	35	328	410	410	60,4	78,7
65/50×350	65	50	35	323	400	400	55,0	68,0
80×350	80	80	35	373	480	480	85,0	109,5
80/50×350	80	50	35	343	420	440	73,6	89,6
80/65×350	80	65	35	353	440	460	83,3	96,0
100×350	100	100	35	430	550	550	124,3	161,3
100/65×350	100	65	35	385	460	500	104,0	123,3
100/80×350	100	80	35	405	500	515	110,8	135,4
50×700	50	50	70	275	350	350	38,3	49,7
65×700	65	65	70	315	400	400	59,0	76,4
65/50×700	65	50	70	305	380	390	52,6	64,2
80×700	80	80	70	365	460	460	89,0	115,4
80/50×700	80	50	70	345	420	430	72,6	84,6
80/65×700	80	65	70	350	430	440	79,0	96,8
100×700	100	100	70	423	530	530	135,8	145,4
100/65×700	100	65	70	400	480	500	111,4	120,0
100/80×700	100	80	70	405	495	520	120,8	147,4
50×1050	50	50	105	311	400	400	61,2	79,0
65×1050	65	65	105	348	440	440	77,4	101,2
65/50×1050	65	50	105	328	400	420	73,5	94,2
80×1050	80	80	105	392	495	495	108,3	141,3
80/65×1050	80	65	105	377	465	480	98,2	101,5

Таблица 8.12

Тройники и крестовины бесфланцевые (рис. 8.8)
ОСТ 26-16-1603—78

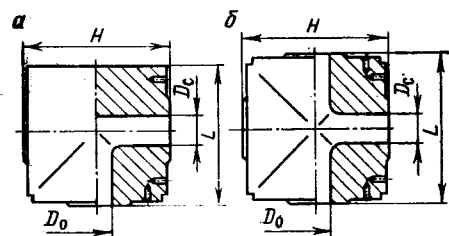


Рис. 8.8. Узлы манифольда бесфланцевые;
а — тройник; б — крестовина

Шифр	Диаметр, мм		Рабочее давление, МПа	Длина L, мм	H, мм	Масса, кг	
	ство-ла D _c	отво-да D _б				тройника	кресто-вины
Б 50×140	50	50	14	180	180	40,3	38,6
Б 65/50×140	65	50	14	205	180	44,4	42,7
Б 65×140	65	65	14	230	230	85,4	82,6
Б 80/65×140	80	65	14	230	230	82,5	80,0
Б 80×140	80	80	14	230	230	81,5	78,0
Б 50×210	50	50	21	230	230	87,2	84,7
Б 65×210	65	65	21	260	260	124,4	120,8
Б 80/50×210	80	50	21	260	230	94,4	88,0
Б 80/65×210	80	65	21	260	260	122,4	118,8
Б 80×210	80	80	21	260	260	121,2	116,6
Б 100/65×210	100	65	21	310	260	139,5	135,4
Б 100/80×210	100	80	21	310	260	138,5	133,4
Б 100×210	100	100	21	310	310	200,8	192,0
Б 50×350	50	50	35	230	230	87,2	84,7
Б 65/50×350	65	50	35	260	230	96,5	94,0
Б 65×350	65	65	35	260	260	124,4	120,8
Б 80/50×350	80	50	35	280	280	155,0	152,3
Б 80/65×350	80	65	35	280	280	153,7	150,0
Б 80×350	80	80	35	280	280	152,0	146,3
Б 100/65×350	100	65	35	330	260	149,7	146,4
Б 100/80×350	100	80	35	330	280	200,4	194,2
Б 100×350	100	100	35	330	330	246,0	236,2
Б 50×700	50	50	70	225	225	82,3	80,2
Б 65/50×700	65	50	70	260	230	98,0	95,7
Б 65×700	65	65	70	260	260	126,2	122,8
Б 80/50×700	80	50	70	300	230	111,0	108,6
Б 80/65×700	80	65	70	300	260	143,3	139,6
Б 80×700	80	80	70	300	300	193,0	187,6
Б 100/65×700	100	65	70	350	260	162,0	157,8
Б 100/80×700	100	80	70	350	300	218,7	213,0
Б 100×700	100	100	70	350	350	301,5	292,0
Б 50×1050	50	50	105	260	260	129,4	127,0
Б 65/50×1050	65	50	105	280	280	160,4	158,0
Б 65×1050	65	65	105	280	280	159,2	155,8
Б 80/65×1050	80	65	105	322	322	245,3	241,2

Задвижки прямооточные

Задвижки конструктивно подразделяются:

- I. По уплотнению: М — металл по металлу, V — с упругим элементом;
- II. По системе подачи смазки: А — автоматическая, С — принудительная, не указано — без смазки;
- III. По конструкции шибера: Д — двухпластинчатый, Р — расклинивающийся, не указано — однопластинчатый;
- IV. По управлению: Г — гидравлическое, П — пневматическое, не указано — ручное;
- V. По коррозионностойкости: не указано — некоррозионно-стойкие, К1 — коррозионностойкие к агрессии углекислоты до 10 %, К2 — коррозионностойкие к агрессии углекислоты и сероводорода до 10 % каждого.

Таблица 8.13

Задвижка перфорационная (рис. 8.9)
ТУ 26-02-8—72, ТУ 26-16-76—78

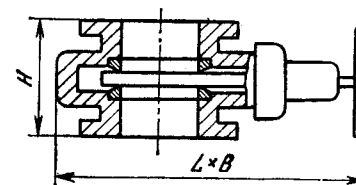


Рис. 8.9. Задвижка перфорационная

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
ЗФПЛ-125×125	125	12,5	100	820	320	500	240
ЗФКЗ-150×210	150	21,0	120	1490	450	1035	495
ЗПК-150×350	150	35,0	120	670	640	1190	557

Таблица 8.14

Задвижка прямооточная для ПВО (рис. 5.7)

ТУ 26-16-40—77, ТУ 26-02-728—76, ТУ 41-01-137—80

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Длина L, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм	Масса, кг
ЗМ-50×700	50	70	120	500	355	890	156
ЗМ-80×350	80	35	120	400	360	945	122
ЗМ-80Г×350	80	35	120	400	320	1220	162
ЗМ-80×700	80	70	120	500	465	1155	247
ЗМГ-80×700	80	70	120	500	465	1420	257
ЗВД-200/4	100	20	40	366	250	685	56

Таблица 8.15

Кран пробковый проходной со смазкой (рис. 8.10)

ТУ 39-01-320—77, ТУ 26-16-24—77, ТУ 26-16-88—79

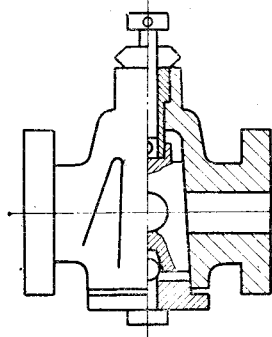


Рис. 8.10. Кран пробковый

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Длина L, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм	Масса, кг
2КМ-000	40	68,7	215	148	295	—
КППС-65×140	65	14	350	205	430	55
КПТС-65×140	65	14	350	288	430	60
КППСП-65×210	65	21	765	305	568	160
КППС-65×210	65	21	400	215	475	90

8.5. Головки герметизирующие

Таблица 8.16

Головки герметизирующие для спуска и подъема труб под давлением (размеры в мм) (рис. 8.11)
 ТУ 39-01-236—76, ТУ 39-01-08-551—80,
 ТУ 39-01-06-676—81

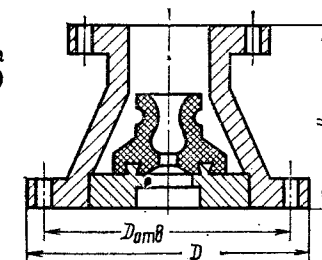


Рис. 8.11. Головка герметизирующая

Шифр	$D_{отв}$	Диаметр уплотняемых труб	D	H	Масса, кг
ГГ8	230	60—102	530	830	379
ГГ12	340	60—140	605	1130	902
ГГ230×210	230	60—89	525	445	280
ГУ120	120	—	395	255	85
ГУ140	140	—	395	255	183

Примечание. Рабочее давление 21 МПа.

Таблица 8.17

Переводники фланцевые для подсоединения герметизирующей головки к превенторам типа ППГ (размеры в мм) (рис. 8.12)
 ТУ 39-01-237—76

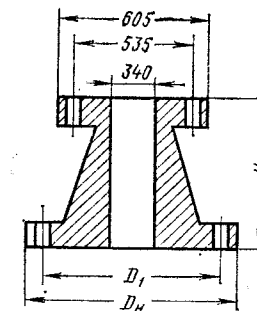


Рис. 8.12. Переводник фланцевый

Шифр	D_H	D_1	H	Масса, кг
ПФ-ППГ350—ГГ12	675	590	445	500
ПФ-ППГ230—ГГ12	530	440	400	286
ПФ-ППБ307—ГГ12	620	530	430	417

Примечание. Рабочее давление 21 МПа.

Таблица 8.18

Клапан быстродействующий для предотвращения попадания промывочной жидкости в манифольд ПВО (размеры в мм) ТУ 26-16-42—77

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия	Рабочее давление, МПа	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
КБ 80×350	80	35	280	235	410	50
КБ 100×350	100	35	305	255	445	48

9. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

9.1. Испытатели и опробователи пластов

Испытатели пластов на трубах ИПТ, ОСТ 39-143—82

В комплект ИПТ входят следующие узлы: испытатель пластов ИП (ИПЦ), пакер цилиндрический ПЦ, устройство якорное ЯК, яс гидравлический ЯГ, клапан циркуляционный КЦ (КУ), клапан запорный КЗ, замок безопасный ЗБ (ЗА), распределительное устройство РУ, пробоотборник ПО, компенсатор К, фильтр Ф, удлинитель У.

Таблица 9.1

Испытатели пластов на трубах
ОСТ 39-143—82, ТУ 39-01-09-733—81, ТУ 41-03-1086—82,
ТУ 26-02-65—75

Шифр	Диаметр, мм		Температура, °С	Перепад давления, МПа	Длина, мм	Масса комплекта, кг	Допускаяемая нагрузка, кН, на		Момент кручения, кН·м	Присоединительная резьба
	корпуса	скважины					сжатие	растяжение		
ИПТ 80-45	80	98-118	200	45	25 000	900	500	250	2,5	3-62
ИПТ 110-30	108	124-165	150	30	25 000	120 *	150	300	4,0	3-88
ИПТ 110-45	108	124-165	200	45	25 000	120 *	700	300	4,5	3-88
ИПТ 146-30	146	190-295	150	30	25 000	250 *	1000	600	9,0	3-121
ИПТ 146-45	146	190-295	200	45	25 000	250 *	1500	700	10,0	3-121
МИГ-65	67	78-102	200	45	3 200 *	540	200	150	3,1	3-56
МИГ-80	80	97-112	200	45	3 470 *	635	400	200	3,9	3-62
МИГ-95	95	115-165	200	45	20 000	1800	100	250	—	3-76
КОИС-116Д	110	118-152	135	25	22 000	1600	100	300	4,0	—
МИГ-127	127	161-243	200	45	2 890 *	5680	1250	600	7,5	3-101
МИГ-146	146	190-295	200	45	2 915 *	5450	1500	700	10,0	3-121
КНИ-2М-146	146	190-295	150	30	2 600 *	3000	1400	600	9,5	3-121

* Длина или масса только ИП

Таблица 9.2

Опробователи пластов на каротажном кабеле
ТУ 39-01-09-785—82, ТУ 41-03-1076—82

Шифр	Скважина	Диаметр скважины, мм	Температура, °С	Давление, МПа	Объем пробы, л	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
						прибора	башмака		
ОПН-7-10	Нефтяная, газовая	190—280	150	100	8,0	102	140	3240	115
ОПН-140	(открытый ствол)	196—280	150	100	8,0	102	140	3440	120
ОПН-5-7	То же	146—190	200	100	5,0	92	112	3200	80
ОПН-112	»	146—214	200	150	5,0	90	112	3360	90
ОПО-5-6	То же (в колонии)	125—152	120	60	6,0	100	115	2850	90
ОПГ-4-9	Гидрогеологическая	112—243	70	50	5,5	80	95	2800	80
ОПУ-65	Угольная	76—132	70	30	4,5	65	65	3700	65
ИПК-7-10	Любая (открытый ствол)	190—280	120	60	1,5	116	135	2950	150

9.2. Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

Таблица 9.3

Техническая характеристика насосно-компрессорных труб (размеры в мм)
ГОСТ 633—80, стандарты 5А, 5АС, 5АХ АНИ

D	δ	d	Высадка		Масса 1 м трубы, кг	
			D ₁	l ₁	гладкой	с учетом муфты
1	2	3	4	5	6	7

Рис. 9.1. Труба насосно-компрессорная:

а — гладкая; б — с высадкой наружу; в — гладкая, высокогерметичная; г — безмуфтовая

Гладкие отечественные (рис. 9.1, а)

33,4	3,5	26,4	—	—	2,6	2,64
42,2	3,5	35,2	—	—	3,3	3,36
48,3	4,0	40,3	—	—	4,4	4,45
60,3	5,0	50,3	—	—	6,8	6,93
73,0	5,5	52,0	—	—	9,2	9,45
73,0	7,0	59,0	—	—	11,4	11,65
88,9	6,5	75,9	—	—	13,2	13,56
101,6	6,5	88,6	—	—	15,2	15,66
114,3	7,0	100,3	—	—	18,5	19,00

Гладкие зарубежные (рис. 9.1, а)

26,7	2,87	21,0	—	—	1,7	1,70
33,4	3,38	26,6	—	—	2,5	2,53
42,2	3,56	35,1	—	—	3,4	3,42
48,3	3,68	40,9	—	—	4,0	4,09
60,3	4,24	51,8	—	—	5,9	5,95
	4,83	50,7	—	—	6,6	6,84
	6,45	47,4	—	—	8,6	8,63
73,0	5,51	62,0	—	—	9,2	9,52
	7,82	57,4	—	—	12,6	12,80
88,9	5,49	77,9	—	—	11,3	11,46
	6,45	76,0	—	—	13,1	13,69
	9,52	69,9	—	—	18,6	18,90

1	2	3	4	5	6	7
101,6	5,74	90,1	—	—	13,6	14,14
114,3	6,88	100,5	—	—	18,2	18,75

С высадкой наружу (отечественные) (рис. 9.1, б)

26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	1,84
33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	2,65
42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	3,37
48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	4,48
60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	6,95
73,0	5,5	62,0	73,6	95	9,2	9,48
73,0	7,0	59,0	78,6	95	11,4	11,68
88,9	6,5	76,0	95,2	102	13,2	13,60
88,9	8,0	73,0	95,2	102	16,0	16,40
101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	15,70
114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	19,13

С высадкой наружу (зарубежные) (рис. 9.1, б)

26,7	2,87	21,0	33,4	60	1,7	1,78
33,4	3,38	26,6	37,3	63	2,5	2,68
42,2	3,56	35,1	46,0	66	3,4	3,57
48,3	3,68	40,9	53,2	68	4,1	4,31
60,3	4,83	50,6	65,9	101	6,6	6,99
60,3	6,45	47,4	65,9	101	8,6	8,85
73,0	5,51	62,0	78,6	108	9,2	9,67
73,0	7,82	57,4	78,6	108	12,6	12,95
88,9	6,45	76,0	95,2	114	13,1	13,84
88,9	9,52	69,9	95,2	114	18,7	19,27
101,6	6,65	88,3	108,0	114	15,6	16,37
114,3	6,88	100,5	120,6	120	18,2	18,97

Гладкие высокогерметичные НКМ (рис. 9.1, в)

60,3	5,0	50,3	—	—	6,8	7,0
73,0	5,5	62,0	—	—	9,2	9,45
73,0	7,0	59,0	—	—	11,4	11,65
88,9	6,5	75,9	—	—	13,2	13,60
88,9	8,0	72,9	—	—	16,0	16,40
101,6	6,5	88,6	—	—	15,2	15,70
114,3	7,0	100,3	—	—	18,5	19,25

Безмуфтовые НКБ (рис. 9.1, в)

60,3	5,0	50,3	71	95	6,8	7,00
73,0	5,5	62,0	84	100	9,2	9,40
73,0	7,0	59,0	86	100	11,4	11,70
88,9	6,5	75,9	102	100	13,2	13,50
88,9	8,0	72,9	104	100	16,0	16,40
101,6	6,5	88,6	116	100	15,2	15,60
114,3	7,0	100,3	130	100	18,5	19,00

Примечания. 1. Трубы поставляются по ГОСТ 633—80 длиной, м: I группа — 5,5—8,5, II группа — 8,5—10; по стандарту 5А АНИ длиной, м: I группа — 6,1—7,3, II группа — 8,5—9,7. 2. Цвет пояса на муфте и трубе С-75 — синий, N-80 — красный, P-105 — белый.

Таблица 9.4

Шаблоны для НКТ (размеры в мм)
ГОСТ 633—80, стандарты 5А, 5АС, 5АХ АНИ

Диаметр труб	Толщина стенки	Диаметр шаблона	Диаметр труб	Толщина стенки	Диаметр шаблона
-----------------	-------------------	--------------------	-----------------	-------------------	--------------------

Отечественные

26,7	3,0	18,3	73,0	7,0	56,6
33,4	3,5	24,0	88,9	6,5	72,7
42,2	3,5	32,8	88,9	8,0	69,7
48,3	4,0	37,9	101,6	6,5	85,4
60,3	5,0	47,9	114,3	7,0	97,1
73,0	5,5	59,6			

Зарубежные

26,7	2,87	18,6	73,0	5,51	59,6
33,4	3,38	24,2	73,0	7,82	55,0
42,2	3,56	32,7	88,9	5,49	74,7
48,3	3,68	38,5	88,9	6,45	72,8
60,3	4,24	49,4	88,9	9,52	66,7
60,3	4,83	48,2	101,6	5,74	86,9
60,3	6,45	45,0	114,3	6,88	97,3

Примечание. Длина шаблона по ГОСТ 633—80 — 1250 мм, по стандарту 5А АНИ — 1066,8 мм.

Таблица 9.5

Муфты для насосно-компрессорных труб (размеры в мм)
ГОСТ 633—80, стандарты АНИ 5А, 5АС, 5АХ

Диаметр трубы	Муфта			Диаметр трубы	Муфта		
	Диаметр	Длина	Масса, кг		Диаметр	Длина	Масса, кг
1	2	3	4	1	2	3	4

Гладкие (отечественные)

33,4	42,2	84	0,4	73,0	88,9	110	1,3
42,2	52,2	90	0,6	88,9	108,0	146	3,6
48,3	55,9	96	0,6	101,6	120,6	150	4,5
60,3	73,0	110	1,3	114,3	132,1	156	5,1

Гладкие (зарубежные)

26,7	33,4	81	0,23	73,0	88,9	130	2,34
33,4	42,2	83	0,38	88,9	108,0	143	3,71
42,2	52,2	89	0,56	101,6	120,6	146	4,34
48,3	55,9	95	0,59	114,3	132,1	156	4,89
60,3	73,0	108	1,28				

С высадкой наружу (отечественные)

26,7	42,2	84	0,4	73,0	93,2	134	2,8
33,4	48,3	90	0,5	88,9	114,3	146	4,2
42,2	55,9	96	0,7	101,6	127,0	154	5,0
48,3	63,5	100	0,8	114,3	141,3	160	6,3
60,3	77,8	126	1,5				

Продолжение табл. 9.5

1	2	3	4	1	2	3	4
С высадкой наружу (зарубежные)							
26,7	42,2	83	0,38	73,0	93,2	133	2,40
33,4	48,3	89	0,57	88,9	114,3	146	4,10
42,2	55,9	95	0,68	101,6	127,0	152	4,82
48,3	63,5	98	0,84	114,3	141,3	159	6,04
60,3	77,8	124	1,55				
Высокогерметичные НКМ							
60,3	73,0	135	1,8	101,6	120,6	155	5,1
73,0	88,9	135	2,5	114,3	132,1	205	7,4
88,9	108,0	155	4,1				

Таблица 9.6

Серийно освоенный сортамент НКТ

Диаметр труб, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Завод-изготовитель
60,3	Д, К	5,0	Первоуральский новотрубный, Азербайджанский трубопрокатный
73,0	Д, К	5,5; 7,0	Первоуральский новотрубный, Руставский металлургический
88,9	Д, К	6,5	Первоуральский новотрубный, Азербайджанский трубопрокатный
114,3	Д, К	7,0	Первоуральский новотрубный, Азербайджанский трубопрокатный

Таблица 9.7

Давления опрессовки НКТ (в МПа)
ГОСТ 633—80

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности труб					
		Д	К	Е	Л	М	Р
26,7	3,0	67,5	89,0	100,0	—	—	—
33,4	3,5	64,5	85,0	95,5	—	—	—
42,2	3,5	50,5	66,5	75,0	—	—	—
48,3	4,0	50,5	66,5	75,0	—	—	—
60,3	5,0	50,5	66,5	75,0	89,0	98,5	125,0
73,0	5,5	46,0	60,5	68,0	80,5	89,0	114,5
73,0	7,0	58,5	76,5	86,5	102,5	113,0	125,0
88,9	6,5	44,5	58,5	66,0	78,0	86,0	111,0
88,9	8,0	54,5	72,0	81,0	96,0	106,0	125,0
101,6	6,5	39,0	51,0	57,5	68,0	75,0	97,0
114,3	7,0	37,5	49,0	55,5	65,5	72,5	93,0

Таблица 9.8

Прочностная характеристика НКТ
ГОСТ 633—80, РД 39-1-108—78

Диаметр трубы, мм	Толщина стенок, мм	Растягивающая нагрузка, при которой происходит нарушение целостности колонны, кН									
		Гладкие трубы					Трубы с высадкой наружу и типа НКБ				
		Высокогерметичные трубы типа НКМ					Давление для труб всех типов, МПа				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	Р
33,4	3,5	—	—	—	—	—	127	164	181	214	—
42,2	3,5	—	—	—	—	—	162	213	234	277	—
48,3	4,0	118	156	171	203	356	211	278	306	362	—
60,3	5,0	208	274	301	356	503	330	434	477	564	461
73,0	5,5	294	387	426	503	688	443	583	641	758	633
73,0	7,0	402	529	582	688	943	551	725	798	943	818
88,9	6,5	444	584	643	760	1085	634	835	918	1085	940
88,9	8,0	—	—	—	—	1314	768	1010	1111	1314	1168
101,6	6,5	460	605	666	787	1262	738	970	1068	1262	1087
114,3	7,0	567	746	821	970	1533	896	1179	1297	1533	1336

Таблица 9.9

Нагрузки, при которых наступает предел текучести материала
Бюллетень 5CA АНИ

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН												Давление, МПа							
		Гладкие трубы				Трубы с высадкой наружу				Трубы соединения «Интеграл»				сминающее				внутреннее			
		J-55	C-75	N-80	P-105	J-55	C-75	N-80	P-105	J-55	C-75	N-80	P-105	J-55	C-75	N-80	P-105	J-55	C-75	N-80	P-105
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
26,7	2,87	39	54	57	—	83	113	121	—	81	113	122	—	74,2	101,3	108,0	—	72,8	99,2	105,9	—
33,4	3,38	68	93	99	—	123	168	179	—	99	136	145	—	70,3	95,9	102,3	—	68,4	93,3	99,5	—
42,2	3,17	—	—	—	—	—	—	—	—	138	—	—	—	53,8	—	—	—	51,0	—	—	—
	3,56	97	132	141	—	166	227	242	—	138	188	201	—	59,7	81,4	86,9	—	57,1	77,8	83,0	—
48,3	3,68	119	162	173	—	199	272	290	—	167	229	244	—	54,5	74,3	79,3	—	51,6	70,4	75,1	—
60,3	4,24	188	256	273	—	—	—	—	—	—	—	—	—	50,5	66,9	70,1	—	47,6	64,9	69,2	—
	4,83	224	306	326	428	325	444	473	621	326	444	472	621	56,9	77,6	82,8	108,7	54,1	73,8	78,7	103,3
	6,45	—	438	467	613	—	575	614	806	—	576	612	807	—	100,7	107,4	141,0	—	98,7	105,2	138,1
73,0	5,51	329	449	479	628	452	616	657	863	453	617	658	862	54,0	73,6	78,4	98,5	51,0	69,6	74,3	97,5
	7,82	—	677	722	948	—	845	901	1183	—	844	898	1184	—	100,9	107,5	141,2	—	98,8	105,4	138,4
88,9	5,49	406	553	590	—	—	—	—	—	—	—	—	—	42,0	53,0	55,3	—	41,7	56,9	60,7	—
	6,45	496	676	722	947	646	881	940	1232	644	880	940	1234	52,0	70,6	74,0	91,7	49,0	66,9	71,4	93,7
	7,34	577	787	839	—	—	—	—	—	725	993	1057	1388	58,5	79,8	85,2	111,9	55,9	76,2	81,3	106,7
	9,53	—	1048	1118	1467	—	1252	1336	1753	—	1252	1338	1755	—	100,9	107,6	141,2	—	98,8	105,4	138,4
101,6	5,74	449	612	653	—	—	—	—	—	—	—	—	—	35,9	44,6	46,3	—	38,2	52,1	55,6	—
	6,65	—	—	—	—	767	1047	1116	—	766	1048	1116	—	46,3	59,1	61,9	—	44,3	60,4	64,5	—
114,3	6,88	651	887	947	—	898	1224	1306	—	898	1224	1306	—	40,2	50,6	52,7	—	40,8	55,5	59,3	—

Таблица 9.10

Нагрузки, при которых наступает предел текучести материала НКТ с резьбой треугольного профиля, фирмы «Сумитомо Метал Индастриз»

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Давление, МПа										Растягивающая нагрузка, кН									
		сминающее					внутреннее					Гладкие трубы					Трубы с высеченными концами				
		80S, L	90S	95S, L	105L	125G	80S, L	90S	95S, L	105L	125G	80S, L	90S	95S, L	105L	125G	80S, L	90S	95S, L	105L	125G
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
33,4	3,38	100,2	112,7	119,1	—	—	97,6	109,7	115,9	—	—	97	110	115	—	—	—	—	—	—	—
42,2	3,56	85,1	95,8	101,1	—	—	81,4	91,6	96,6	—	—	140	155	160	—	—	235	265	280	—	—
48,3	3,68	77,7	86,9	90,8	—	—	73,6	82,8	87,4	—	—	170	190	200	—	—	285	320	335	—	—
60,3	4,22	68,8	75,4	78,5	—	—	67,8	76,3	80,5	—	—	270	300	320	—	—	—	—	—	—	—
	4,83	81,2	96,3	91,3	106,5	123,4	77,2	86,8	91,6	101,3	120,6	320	360	380	420	500	465	520	550	610	725
	6,45	105,3	123,4	125,0	138,2	164,5	102,6	115,4	121,8	134,6	160,0	460	515	545	600	715	600	675	715	790	940
73,0	5,51	76,9	85,3	89,0	96,5	110,8	72,8	81,9	86,5	95,6	113,7	470	530	555	615	730	645	725	765	845	1005
	7,82	105,4	125,3	118,6	138,4	164,7	102,9	115,8	122,3	135,1	160,8	710	795	840	930	1105	880	995	1050	1160	1380
88,9	5,49	54,2	58,8	60,9	—	—	59,5	67,0	70,7	—	—	580	650	685	—	—	—	—	—	—	—
	6,45	72,5	79,7	83,1	89,9	102,7	70,0	78,7	83,2	91,9	109,4	705	795	840	930	1100	920	1035	1095	1210	1440
	7,34	83,5	99,1	94,0	—	—	79,6	89,6	94,6	—	—	825	925	975	—	—	—	—	—	—	—
	9,52	105,5	125,3	118,6	138,4	164,8	122,7	135,7	122,7	135,7	161,5	1095	1230	1300	1435	1710	1310	1470	1550	1720	2050
101,6	5,74	45,4	48,8	50,3	53,1	57,9	54,5	61,3	64,8	71,5	85,2	640	720	760	840	1000	—	—	—	—	—
	6,65	60,6	66,1	68,6	73,7	82,9	63,2	71,1	75,0	82,9	98,7	—	—	—	—	—	1090	1230	1300	1430	1710
114,3	6,88	51,7	55,9	57,8	61,7	68,2	58,1	65,3	69,0	76,3	90,7	930	1045	1100	1220	1450	1280	1440	1520	2040	2420

9.3. Расчет колонны насосно-компрессорных труб

Колонны насосно-компрессорных труб спускают в скважины для проведения испытаний пластов на продуктивность или для эксплуатации свободной подвешенными или с пакером. Методики расчета колонн НКТ при различных способах подвески несколько различны. В настоящей методике принято, что НКТ спускают в кровлю продуктивного горизонта (пласта), а распределение наружного и внутреннего давлений между граничными точками линейное. При определении внутренних и наружных давлений в наклонных скважинах ($\alpha > 5^\circ$) все отметки глубин граничных точек необходимо пересчитывать на вертикальную проекцию траектории ствола. При интенсивности искривления ствола менее $0,5^\circ$ на 10 м можно применять тот же коэффициент запаса прочности на растяжение, что и для вертикальных скважин. Коэффициенты запаса прочности для зарубежных труб принимаются аналогично отечественным.

Свободно подвешенная колонна

В процессе испытания скважины на продуктивность, освоения или эксплуатации через свободно подвешенную колонну НКТ наружные и внутренние давления в любой момент производственного цикла не превышают допустимую депрессию на пласт (во всех районах СССР она не превышает 20 МПа), т. е. для труб из стали группы прочности Д коэффициент запаса прочности более 2. Поэтому колонну рассчитывают только из условия прочности на растяжение (при проведении работ по гидроперфорации учитываются дополнительные усилия от внутреннего давления):

$$Q_k = \sum (q_i l_i \cos \alpha) + 11 (p_u)_y F \leq \frac{0.1 [Q]}{n_{стр}},$$

где Q_k — масса спускаемой колонны до проверяемого сечения, кг; q_i — масса 1 м труб в спускаемой i -той секции, кг; l_i — длина i -той спускаемой секции, м; α — угол наклона скважины в интервале спуска i -той секции, градус; F — площадь проходного канала трубы на устье, см²; $[Q]$ — допустимая нагрузка на растяжение для труб в проверяемом сечении, кН (берется по технической характеристике); $n_{стр}$ — коэффициент запаса прочности труб на растяжение (принимается согласно рис. 9.2) в зависимости от градиента изменения угла траектории ствола скважины); $(p_u)_y$ — давление на устье при проведении каких-либо работ, МПа,

$$(p_u)_y = \sum [(\Delta p_i + \Delta p_{zi}) \rho_v l_i] + \Delta p_{нрв}$$

где Δp_i , Δp_{zi} — потери давления в трубном и затрубном пространстве i -той секции на длине 1 м (определяется по таблицам), МПа; ρ_v — плотность промысловой жидкости внутри НКТ, г/см³; $\Delta p_{нрв}$ — потери давления в насадках (определяются по таблицам), МПа. Так как $\Delta p_{нрв} \gg \sum [(\Delta p_i + \Delta p_{zi}) \rho_v l_i]$, при расчетах можно принимать $(p_u)_y \approx \Delta p_{нрв}$.

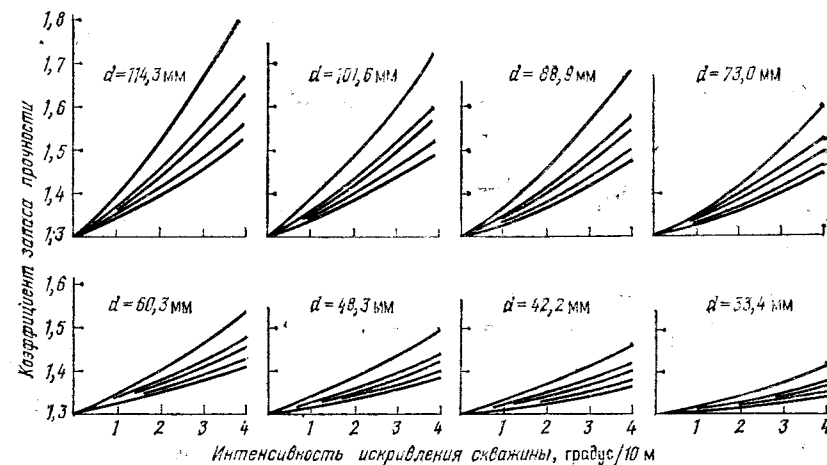


Рис. 9.2. Зависимости коэффициента запаса прочности НКТ от интенсивности искривления ствола.

Кривые соответствуют группам прочности стали (сверху вниз): Д, К, Е, Л, М

Колонну рассчитывают методом снизу вверх, исходя из минимально заданного геологической службой диаметра труб.

Колонна НКТ, оборудованная пакером

На смятие трубы рассчитывают при эксплуатации только газовых скважин в момент закрытия клапана-отсекателя, т. е. когда $p_v = 0$:

$$|p_{нзб}|_{изб} = p_{нз} = 10^{-2} p_{нз} \leq \frac{|p_{см}|_z}{m},$$

где $p_{н}$ — средняя плотность жидкости, находящейся над пакером в межтрубном пространстве, г/см³; $|p_{см}|_z$ — допустимое давление смятия труб, расположенных на глубине z (берется по технической характеристике), МПа; m — коэффициент запаса прочности на смятие, $m = 1,15$.

На внутреннее давление трубы рассчитывают при распаковке, закачке флюида в пласт или закрытии задвижки фонтанной арматуры эксплуатируемой газовой скважины. Они должны удовлетворять условию соответственно

$$\left. \begin{aligned} (p_v)_{изб\ z} &= 10^{-2} (p_v - p_n) z + \Delta p_{пак} \leq [p_v]_z/n; \\ (p_v)_{изб\ z} &= 10^{-2} (p_v - p_n) z + \Delta p_{зак} \leq [p_v]_z/n; \\ (p_v)_y &= (p_{пл}) \frac{2-S}{2+S} \leq [p_v]/n; \quad S = 10^{-4} \rho_r L, \end{aligned} \right\}$$

где $(p_v)_{изб\ z}$ — внутреннее избыточное давление в трубах на глубине z ; $[p_v]_z$ — допустимое внутреннее давление для труб, расположенных на глубине z (берется по технической характеристике); $\Delta p_{пак}$ — давление, необходимое для распаковки пакера (берется по технической характеристике пакера); $\Delta p_{зак}$ — давление закачки флюида в пласт (определяется геологической службой эксплуатации); n — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление, $n = 1,32$; $(p_{пл})$ — пластовое давление на глубине z ; ρ_r — относительная плотность газа по воздуху, $\rho_r = 0,6 \div 1,0$.

При добыче нефти расчет НКТ на смятие и внутреннее давление ввиду их незначительных величин не проводят.

На основании полученных данных, рассчитанных по приведенным формулам, строят эпюры избыточных наружных и внутренних давлений для условий $z = 0$ и $z = L$ и подбирают трубы, которые затем проверяют на растяжение. Верхняя труба каждой спускаемой i -той секции на глубине ее спуска должна удовлетворять условиям:

$$\left. \begin{aligned} Q_i &= 10Q_0 + 10^2 \Delta p_{пак} F_i \leq [Q]/n_{стр}; \\ Q_i &= 10Q_0 + \Delta Q_{пак} \leq [Q] n_{стр}; \\ Q_i &= 10Q_0 + 10^2 \Delta p_{зак} F_i \leq [Q]/n_{стр}; \\ Q_i &= 10Q_0 - Q_{раз} - 240F_i \Delta t_z + 47(p_v)_y d_i^2 - 0,235z(D_i^2 \rho_n - d_i^2 \rho_v) \leq \\ &\leq [Q] n_{стр}, \end{aligned} \right\}$$

где Q_0 — масса нижерасположенных НКТ, пакерующего устройства и хвостовика, кг; $\Delta Q_{пак}$ — усилие снятия пакера (берется по технической характеристике пакера или по табл. 9.14), кН; $Q_{раз}$ — усилие разгрузки на гидромеханический или механический пакер (берется по технической характеристике пакера или по табл. 9.11, для гидравлического пакера $Q_{раз} = 0$); D_i , d_i — наружный и внутренний диаметры труб i -той секции, см; Δt_z —

Таблица 9.11

Нагрузки, необходимые при распаковке

Диаметр, мм		Нагрузка, кН	Диаметр, мм		Нагрузка, кН
скважины	резины		скважины	резины	
76	67	17	187,3	170	74
93	87	13	190,5	170	87
97	78	29	200,0	180	89
97	87	22	212,7	195	84
111	98	38	215,9	195	100
118	108	26	222,3	195	129
120,6	108	33	242,9	220	119
132	115	47	244,5	220	128
146	135	35	250,8	220	161
151	135	51	269,9	240	200
161	145	54	295,3	270	170
165	145	68			

Таблица 9.12

Дополнительная растягивающая нагрузка (в кН) при работе ясом в момент снятия пакера

Шифр яса	Давление в ватрубном пространстве, МПа				
	10	20	30	40	50
ЯГ-65	15	30	45	60	75
ЯГ-95	40	75	115	150	190
ЯГ-146	95	190	290	385	480

средняя температура нагрева труб на глубине в процессе испытания или эксплуатации (при охлаждении знак плюс),

$$\Delta t_z = \frac{L-z}{2L} (t_3 - t_1 + t_4 - t_2),$$

где t_1 и t_3 — температура на устье скважины до эксплуатации (испытания) и в процессе эксплуатации (испытания), °C; t_2 и t_4 — температура на глубине установки пакера до и во время эксплуатации (испытания), °C.

При несоблюдении условия прочности верхней трубы i -той секции колонны на растяжение часть секции заменяют более прочными трубами. Длину заменяемой секции определяют методом последовательного приближения.

Расчет на устойчивость свободно подвешенной колонны НКТ можно не проводить, так как потеря устойчивости произойдет при практически не наблюдающихся дебитах скважины.

Таблица 9.13

Минимально необходимая длина «ровного» участка
для установки пакера (в м)

Глубина установки пакера, м	Погрешность определения глубины скважины ε				
	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
500	2,5	3	3,5	4	5
1000	3,0	4	5,0	6	7
1500	3,5	5	6,0	8	10
2000	4,0	6	8,0	10	12
2500	4,5	7	9,5	12	14
3000	5,0	8	11,0	14	17
3500	5,5	9	12,5	16	20
4000	6,0	10	14,0	18	22
4500	6,5	11	15,5	20	25
5000	7,0	12	17,0	22	27
5500	7,5	13	18,5	24	30
6000	8,0	14	20,0	26	32

Погрешность определения глубины скважины определяется по формуле

$$\varepsilon = \left| \frac{L_{\text{к}} - L_{\text{тр}}}{L_{\text{к}}} \right|,$$

где $L_{\text{к}}$, $L_{\text{тр}}$ — глубины скважины, определенные каротажем и контрольным замером буровых труб соответственно.

Длина вписываемой компоновки испытательного оборудования $l_{\text{н}}$ (в м) для осуществления нормального спуска его в скважину не должна превышать

$$l_{\text{н}} \leq 2 \sqrt{2R \left(D_{\text{с}} - \frac{D_{\text{р}} - d_{\text{н}}}{2} \right)},$$

где R — минимальный радиус искривления траектории ствола скважины в интервале спуска испытательного оборудования, м;
 $D_{\text{с}}$, $D_{\text{р}}$, $d_{\text{н}}$ — диаметры соответственно скважины, резинового элемента в транспортном положении, корпуса узлов испытательного оборудования, м.

9.4. Оснастка колонн

Таблица 9.14

Переводники для НКТ
ГОСТ 23979—80 (рис. 9.3)

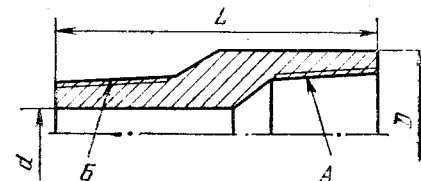


Рис. 9.3. Переводник для НКТ

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	
					А	Б
1	2	3	4	Б	6	7
Муфтовые трубы (резьба закругленного профиля)						
П В114×114	142,7	100,3	230	7,4	В114	114
П В114×102	142,7	88,6	230	7,3	В114	102
П В114×В102	142,7	88,6	240	8,2	В114	В102
П 114×102	133,8	88,6	230	6,2	114	102
П 114×В102	133,8	88,6	230	7,6	114	В102
П В114×89	142,7	76,0	230	7,2	В114	89
П В114×В89	142,7	73,0	240	8,1	В114	В89
П 114×89	133,8	76,0	230	5,9	114	89
П 114×В89	133,8	73,0	225	5,3	114	В89
П В114×73	142,7	59,0	230	7,1	В114	73
П В114×В73	142,7	59,0	240	8,0	В114	В73
П 114×73	133,8	59,0	230	5,7	114	73
П 114×В73	133,8	59,0	230	5,8	114	В73
П В102×102	128,3	88,6	215	5,6	В102	102
П В102×89	128,3	76,0	215	5,8	В102	89
П В102×В89	128,3	73,0	220	6,8	В102	В89
П 102×89	122,2	76,0	220	5,4	102	89
П 102×В89	122,2	73,0	220	5,2	102	В89
П В102×73	128,3	59,0	215	5,9	В102	73
П В102×В73	128,3	59,0	220	6,3	В102	В73
П 102×73	122,2	59,0	220	5,2	102	73
П 102×В73	122,2	59,0	215	5,2	102	В73
П 102×В60	122,2	50,3	215	3,2	102	В60
П 89×114	108,0	100,3	245	6,4	89	114
П 89×В89	108,0	76,0	180	3,4	89	В89
П В89×89	115,9	76,0	210	5,0	В89	89
П В89×73	115,9	59,0	210	4,8	В89	73
П В89×В73	115,9	59,0	210	5,2	В89	В73
П 89×73	108,0	59,0	200	4,0	89	73
П 89×В73	108,0	59,0	200	4,3	89	В73
П 89×6	115,9	50,3	210	4,6	В89	60
П В89×В60	115,9	50,3	210	4,7	В89	В60
П 89×60	108,0	50,3	200	3,7	89	60
П 89×В60	108,0	50,3	210	4,1	89	В60
П 73×114	90,0	100,3	235	6,2	73	114
П 73×89	90,0	76,0	175	2,6	73	89
П В73×73	94,0	59,0	190	3,1	В73	73
П В73×60	94,0	50,3	190	2,8	В73	60
П В73×В60	94,0	50,3	190	3,2	В73	В60
П 73×60	90,0	50,3	190	2,9	73	60
П 73×В60	90,0	50,3	200	3,2	73	В60
П В73×48	94,0	40,3	190	2,6	В73	48
П В73×В48	94,0	40,3	190	2,9	В73	В48

1	2	3	4	5	6	7
П 73×48	90,0	40,3	190	2,8	73	48
П 73×B48	90,0	40,3	190	3,1	73	B48
П 60×89	74,0	76,0	210	3,1	60	89
П 60×73	74,0	59,0	165	1,9	60	73
П B60×60	79,0	50,3	180	2,8	B60	60
П B60×48	79,0	40,3	180	2,5	B60	48
П B60×B48	79,0	40,3	180	2,6	B60	B48
П 60×48	74,0	40,3	170	2,1	60	48
П 60×B48	74,0	40,3	180	2,7	60	B48
П B60×42	79,0	35,2	180	2,2	B60	42
П B60×B42	79,0	35,2	180	2,5	B60	B42
П 60×42	74,0	35,2	170	1,6	60	42
П 60×B42	74,0	35,2	180	2,7	60	B42
П 60×B33	74,0	26,4	180	2,2	60	B33
П B48×48	64,5	40,3	170	1,9	B48	48
П B48×42	64,5	35,2	170	1,5	B48	42
П B48×B42	64,5	35,2	170	2,0	B48	B42
П 48×42	57,0	35,2	165	1,2	48	42
П 48×B42	57,0	35,2	170	2,1	48	B42
П B48×33	64,5	26,4	170	1,6	B48	33
П B48×B33	64,5	26,4	170	1,9	B48	B33
П 48×33	57,0	26,4	165	1,2	48	33
П 48×B33	57,0	26,4	170	1,9	48	B33
П 48×B27	57,0	20,7	160	1,3	48	B27
П B42×42	57,0	35,2	165	1,2	B42	42
П B42×33	57,0	26,4	165	1,3	B42	33
П B42×B33	57,0	26,4	165	1,3	B42	B33
П 42×33	53,0	26,4	165	1,2	42	33
П 42×B33	53,0	26,4	165	1,3	42	B33
П B42×B27	57,0	20,7	165	1,4	B4	B27
П 42×B27	53,0	20,7	160	1,3	42	B27
П B33×B27	49,3	20,7	160	1,2	B33	B27
П 33×B27	43,0	20,7	160	1,0	33	B27

Муфтовые трубы (резьба высокогерметичная) НКМ

П Г114×Г102	132,5	88,6	250	6,6	Г114	Г102
П Г114×Г89	132,5	75,9	250	6,7	Г114	Г89
П Г114×Г73	132,5	59,0	250	7,0	Г114	Г73
П Г102×Г89	121,0	75,9	225	5,2	Г102	Г89
П Г102×Г73	121,0	59,0	225	5,5	Г102	Г73
П Г89×Г73	107,0	59,0	205	4,1	Г89	Г73
П Г89×Г60	107,0	50,3	205	3,9	Г89	Г60
П Г73×Г60	89,0	50,3	205	2,8	Г73	Г60

Безмуфтовые трубы (раструбные) НКБ

П Б114×Б102	130,0	88,6	67	5,9	Б114	Б102
П Б114×Б89	130,0	72,9	67	6,2	Б114	Б89
П Б114×Б73	130,0	59,0	67	5,7	Б114	Б73
П Б102×Б89	116,0	72,9	67	4,8	Б102	Б89
П Б102×Б73	116,0	59,0	67	4,4	Б102	Б73
П Б89×Б73	104,0	59,0	67	4,1	Б89	Б73
П Б89×Б60	104,0	50,3	62	3,5	Б89	Б60
П Б73×Б60	86,0	50,3	62	2,5	Б73	Б60

Примечания. 1. Переводники изготавливаются из стали той же группы прочностных, что и трубы. 2. Тип труб: В — с высеченными наружу концами, Г — высокогерметичные НКМ, Б — безмуфтовые раструбные НКБ.

Таблица 9.15

Расход смазки Р-402 или Р-113 на одно соединение при свинчивании НКТ

Диаметр, мм	Расход смазки, г	Диаметр, мм	Расход смазки, г
26,7	6	73,0	20
33,4	6	88,9	30
42,2	10	101,6	35
48,3	10	114,3	40
60,3	15		

9.5. Пакеры, якоря

Пакеры для нефтяных и газовых скважин, ОСТ 26-16-1615—81

Перепад давления: вверх ПВ, вниз ПН, как вверх, так и вниз ПД. Приведение в рабочее состояние: гидравлическое Г, механическое М, гидромеханическое ГМ, взрывом ВЗ.

Способ освобождения: натяжением — не маркируется, вращением В, разбуриванием Р, специальным инструментом И, нагнетанием жидкости Н.

Способ фиксации: самофиксирующийся Я, отдельным устройством — не маркируется.

Исполнение: нормальное — не маркируется; коррозионно-стойкое: углекислоты <10 % — К1, углекислоты >10 % — К5, углекислоты и сероводорода <10 % каждого — К2, углекислоты и сероводорода 10—25 % каждого — К3, соляной кислоты до 20 % — К4; термостойкое: до 150 °С — Т1, 150—200 °С — Т2.

Усилие натяжки для освобождения не должно превышать 125 кН.

Таблица 9.16

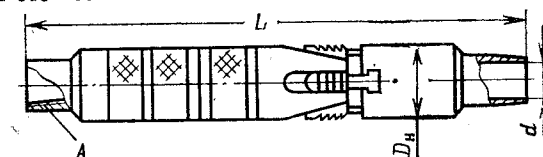
Пакеры для разобщения пространств в колонне (рис. 9.4)
ТУ 26-16-10—76, ТУ 26-02-313—77

Рис. 9.4. Пакер для разобщения пространств в колонне

Шифр	$D_{\text{н}}$, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	d , мм	Герметизируемый диаметр, мм	L , мм	Масса, кг	Резьба А по ГОСТ 633—80
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПН-ЯГ-90-500	90	50	120	38	102,3	1510	43	73
ПВ-ЯГ-90-500		50	120	38	102,3	1066	45	73
ПД-ЯГМ-90-350		35	120	62	102,3	1785	51	73

Продолжение табл. 9.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПН-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43	73
ПВ-ЯГ-90-500К		50	150	38	102,3	1510	43	73
ПН-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43	73
ПВ-ЯГ-90-500К1		50	150	38	102,3	1510	43	73
ПН-ЯМ-90-210		21	120	40	102,3	2170	45	48
ПД-ЯГ-112-500	112	50	120	50	121,7	2095	80	60
ПД-ЯГ-112-500		50	120	62	121,7	1850	90	73
ПН-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1655	43	73
ПД-ЯГМ-112-210		21	120	62	121,7	1895	66	73
ПН-ЯМ-112-210		21	120	62	121,7	2170	52	73
ПД-ЯГ-118-500	118	50	120	50	133,0	2095	89	60
ПД-ЯГМ-118-350		35	120	50	133,0	2330	103	60
ПД-ЯГ-118-500		50	120	62	128,0	1850	94	73
2ПД-ЯГ-118-350		35	120	61	133,0	2680	124	73
2ПД-ЯГ-118-350К1		35	120	61	133,0	2680	124	73
2ПД-ЯГ-118-350К2		35	120	61	133,0	2680	136	73
ПН-ЯГМ-118-210		21	120	62	128,0	1655	46	73
ПД-ЯГМ-118-210		21	120	62	128,0	1895	69	73
ПН-М-118-210		21	120	—	133,0	1030	40	73
ПН-ЯМ-118-210		21	120	62	133,0	2170	55	73
ПД-ЯГ-122-500	122	50	120	62	133,0	1850	98	73
ПН-ЯГМ-122-210		21	120	62	133,0	1655	47	73
ПД-ЯГМ-122-210		21	120	62	133,0	1895	73	73
ПН-ЯГМ-132-210	132	21	120	76	140,3	1880	55	89
ПД-ЯГМ-132-210		21	120	76	140,3	2000	74	89
ПД-ЯГ-136-500	136	50	120	61	155,3	2325	130	73
ПД-ЯГМ-136-350		35	120	61	155,3	2704	136	73
ПД-ЯГ-136-500		50	120	76	146,3	1900	122	89
2ПД-ЯГ-136-350		35	120	76	155,3	2710	142	89
2ПД-ЯГ-136-350К1		35	120	76	155,3	2710	142	89
3ПД-ЯГ-136-350К1		35	120	80	146,3	2800	150	114
2ПД-ЯГ-136-350К2		35	120	76	155,3	2710	156	89
3ПД-ЯГ-136-350К2		35	120	80	146,3	2800	174	114
ПД-ЯГ-136-210		21	120	50	155,3	3886	175	60
ПН-ЯГМ-136-210		21	120	76	146,3	1880	60	89
ПД-ЯГМ-136-210		21	120	76	146,3	2000	75	89
ПН-М-136-210		21	120	—	155,3	1090	55	73
ПН-ЯМ-136-210		21	120	62	155,3	2260	70	73

Продолжение табл. 9.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПД-ЯГ-140-500	140	50	120	76	150,3	1900	128	89
ПН-ЯГМ-140-210		21	120	76	150,3	1880	64	89
ПН-ЯГМ-140-210		21	120	90	155,3	2550	70	114
ПД-ЯГМ-140-210		21	120	76	150,3	2000	81	89
ПД-ЯГ-145-350	145	35	120	76	163,8	2750	140	89
ПД-ЯГ-145-500		50	120	76	155,8	1900	138	89
3ПД-ЯГ-145-350К1		35	120	80	155,8	3000	173	114
3ПД-ЯГ-145-350К2		35	120	80	155,8	3000	198	114
ПН-ЯГМ-145-210		21	120	76	155,8	1880	68	89
ПД-ЯГМ-145-210		21	120	76	155,8	2000	84	89
ПН-ЯГМ-150-210	150	21	120	89	163,8	2000	90	102
ПД-ЯГМ-150-210		21	120	89	163,8	2090	102	102
ПН-ЯГМ-160-210	160	21	120	100	173,7	2000	102	114
ПД-ЯГМ-160-210		21	120	100	173,7	2090	127	114
ПН-ЯМ-160-210		21	120	76	173,7	2460	95	89
ПН-ЯГМ-170-210	170	21	120	100	179,7	2000	110	114
ПД-ЯГМ-170-210		21	120	100	179,7	2090	134	114
ПД-ЯГ-185-350	185	35	120	100	205,1	2200	180	114
ПН-ЯГМ-185-210		21	120	100	205,1	2110	123	114
ПД-ЯГМ-185-140		14	120	100	205,1	2210	142	114
ПД-ЯГМ-185-210		21	120	130	205,1	2700	155	146
ПН-ЯМ-185-140		14	120	100	205,1	2030	100	114
ПН-ЯГМ-236-140	236	14	120	40	253,1	2230	150	48
ПД-ЯГМ-236-140		14	120	145	253,1	2575	172	168
ПД-ЯГР-243-140	243	14	120	150	259,1	2850	180	168
ПН-ЯГМ-243-140		14	120	50	259,1	2230	160	60
ПД-ЯГМ-243-140		14	120	145	259,1	2575	182	168
ПВ-ЯГМ-Т-122-140	122	14	325	45	133,0	1690	70	73
ПВ-ЯГМ-Т-140-140	140	14	325	59	150,3	2370	100	73

Примечания. 1. Резьба 146 и 168 по ГОСТ 632—80. 2. Я — якорный тип, Т — термостойкий. 3. Способ посадки: Г — гидравлический, ГМ — гидромеханический, М — механический.

Таблица 9.17

Пакеры механические для разобшения пространств колонны (рис. 9.5),
ТУ 26-02-644—75, ТУ 26-02-313—77

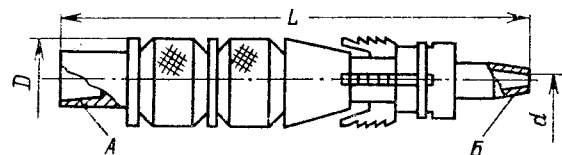


Рис. 9.5. Пакер механический

Шифр	D, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	d, мм	Герметизируемый диаметр, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	
								А по ГОСТ 631—75	Б по ГОСТ 633—80
ПВ-М-118-350	118	35	Не обусловлена	45	140	730	24	73	60
ПН-М-118-350	118	35		45	140	730	24	73	60
ПВ-М-122-350	122	35		45	140	730	24	73	60
ПН-М-122-350	122	35		45	140	730	24	73	60
ПВ-М-136-350	136	35		56	160	840	33	89	73
ПН-М-136-350	136	35		56	160	840	33	89	73
ПВ-М-140-350	140	35		56	160	840	33	89	73
ПН-М-140-350	140	35		56	160	840	33	89	73
ПВ-М-118-500	118	50		45	140	790	24	73	60
ПВ-М-122-500	122	50		45	140	790	24	73	60
ПВ-М-136-500	136	50		56	160	840	33	89	73
ПВ-М-140-500	140	50		56	160	840	33	89	73
ПВ-М-Т-122-140	122	14	325	45	133	930	27	73 *	60
ПВ-М-Т-140-140	140	14	325	59	154	1030	35	73 *	73

* Резьба ПВ-М-Т по ГОСТ 633—80.

Таблица 9.18

Пакеры рукавные для разобшения пространств колонны (размеры в мм) (рис. 9.6)
ТУ 26-16-15—76

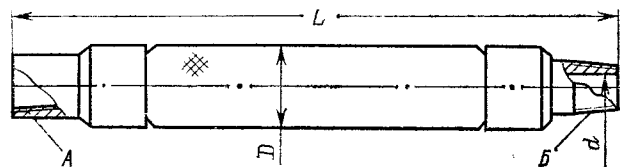


Рис. 9.6. Пакер рукавный

Шифр	D	d	Герметизируемый диаметр	L	Масса, кг	Резьба по ГОСТ 633—80	
						А	Б
1	2	3	4	5	6	7	8
ПД-Г-118-210	118	62	133	3294	80	73	73
ПД-Г-118-210	118	50	133	4025	100	73	73
2ПД-Г-118-210	118	60	133	3950	95	73	73

Продолжение табл. 9.18

1	2	3	4	5	6	7	8
ЗПД-Г-118-210	118	62	133	3810	96	73	73
ПД-Г-136-210	136	76	150	3357	108	89	89
ПД-Г-136-210	136	62	150	3987	128	89	89
2ПД-Г-136-210	136	76	150	3950	125	89	89
ЗПД-Г-136-210	136	76	150	3810	116	89	89

Примечание. Перепад давления 21 МПа, температура 100 °С.

Таблица 9.19

Якорь для удержания пакеров на месте их установки (рис. 9.7)
ТУ 26-02-103—73, ТУ 26-02-645—75, ТУ 26-02-226—76,
ТУ 39-01-09-732—81

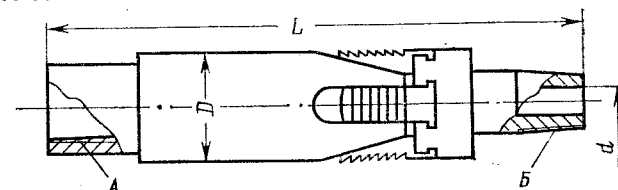


Рис. 9.7. Якорь для удержания пакера

Шифр	D, мм	Перепад давления, МПа	Температура, °С	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	
							А	Б
ЯП-112/500	112	50	100	62	841	35	—	—
ЯК-110/135	114	—	—	—	2600	100	3-76	3-76
ЯГ-118-210	118	21	100	62	774	45	—	—
ЯГ2-118-210	118	21	100	40	400	26	—	—
ЯГМ-118-350	118	35	150	45	630	26	73	В73Л
ЯГ-118-500	118	50	150	52	600	24	73	73Л
ЯП-118-500	118	50	100	62	841	38	—	—
ЯП-122-500	122	50	100	62	841	45	—	—
ЯК-132/158	136	—	—	—	2600	140	3-76	3-76
ЯГ2-136-210	136	21	100	50	400	26	—	—
ЯГ-136-210	136	21	100	76	774	45	—	—
ЯГМ-136-350	136	35	150	56	630	39	73	В89Л
ЯГ-136-500	136	50	150	70	600	37	89	89Л
ЯГ1-136-500	136	50	120	76	1008	46	89	—
ЯП-136-500	136	50	100	76	1008	46	—	—
ЯП-140-500	140	50	100	76	1008	51	—	—
ЯП-145-500	145	50	100	76	1008	58	—	—
ЯК-170/220	180	—	—	—	2800	210	3-121	3-121
ЯК-190/240	200	—	—	—	2800	250	3-121	3-121

Примечания. 1. Прочерк в графе означает, что данный параметр не регламентирован ТУ. 2. Резьбы 3-76 и 3-121 — по ГОСТ 7918—75, остальные — по ГОСТ 633—80.

9.6. Арматура фонтанная

Таблица 9.20

Арматура фонтанная (рис. 9.8)

ТУ 26-16-23—77, ТУ 26-02-728—76, ТУ 26-16-46—77,
ТУ 26-02-690—76

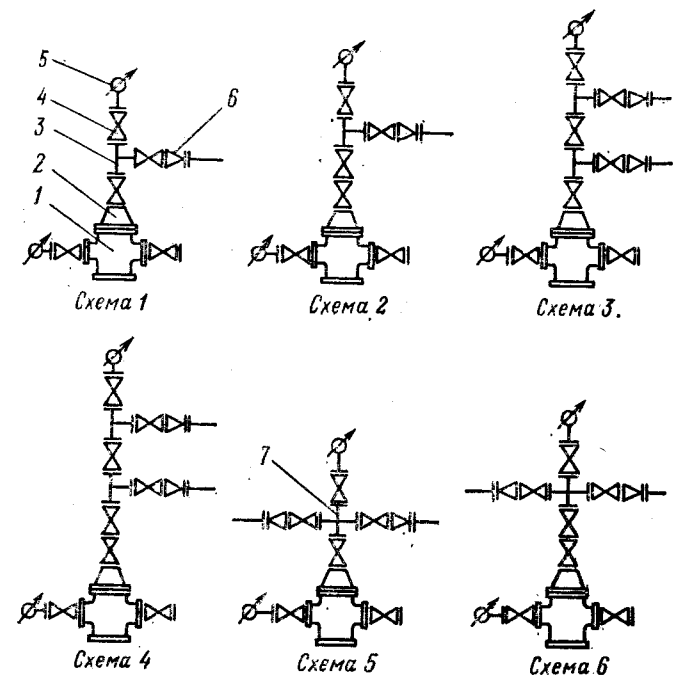


Рис. 9.8. Схемы монтажа фонтанной арматуры (ГОСТ 13846—80):
1 — крестовина колонной головки; 2 — трубная головка; 3 — тройник; 4 — задвижка; 5 — манометр; 6 — дроссельное устройство; 7 — крестовина

Шифр	Диаметр проходного отверстия ствола, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр подводящих труб, мм	Ширина	Длина	Высота	Масса, кг	Тип запорного устройства
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АФ1-65×140 АФ3-65×140 АФ3а-65×140 АФ5-65×140	65	14	73,114	430	1845 1845 1845 1845	1875 2575 3000 1875	830 1065 1390 948	Кран КФПЛ
АФ1-65×210 АФ2-65×210 АФ3-65×210 АФ3а-65×210 АФ4-65×210 АФ5-65×210 АФ6-65×210	65	21	73	695	2060 2060 2060 2060 2060 2370 2370	1995 2350 2705 3290 3890 1995 2350	1060 1150 1375 1751 1458 1261 1349	Задвижка ЗМС1-65×210

Продолжение табл. 9.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9
АФ1-65×350 АФ2-65×350 АФ3-65×350 АФ3а-65×350 АФ4-65×350 АФ5-65×350 АФ6-65×350	65	35	73	840	2140 2140 2140 2140 2140 2450 2450	2075 2470 2855 3410 3220 1875 2270	1097 1198 1431 1806 1522 1309 1405	Задвижка ЗМС1-65×350
АФ6-50×700 АФ6-65/50×700 АФ6-65×700К1 АФ6А-65/60×700 АФ6АВ-80/50×700	52 65 65 65 78	70 70 70 70 70	89 73 73,114 73,114 114	980 1070 1070 1070 1280	2500 2575 2650 2230 3040	2950 2700 3110 3800 4410	2475 2700 3110 3550 5300	Задвижка ЗМ-80×700

Примечание. Обозначения: Арматура фонтанная (тип подвески) (схема монтажа) (вид управления) — (диаметр проходного отверстия ствола) X (рабочее давление) (исполнение по коррозионности) (климатическая зона применения).

Тип подвески: в муфтовой подвеске трубной головки — без обозначения, на резьбе переводника трубной головки — К, подводное — П, блочное — Б, с хомутовыми соединениями — Х.

Вид управления: ручное — без обозначения, дистанционное — Д, автоматическое с отсекающим — А, дистанционное с отсекающим — В.

Исполнение по коррозионности: обычное — без обозначения, содержание CO₂ до 6% — К1, CO₂ и H₂S до 6% — К2, H₂S до 6% — К3.

Климатическая зона применения: умеренная — без обозначения, холодная — ХЛ.

Таблица 9.21

Задвижки прямооточные для фонтанной арматуры (размеры в мм) (рис. 5.7)

ТУ 26-02-436—72, ТУ 26-02-521—73, ТУ 26-16-27—77, ТУ 26-16-45—77

Шифр	Диаметр проходного отверстия ствола	Рабочее давление, МПа	Длина L	Ширина B	Высота H	Масса, кг
ЗВП-50×210 13П-50×210 23П-50×210 ЗППВ-50×210 ЗППВ-50×350 ЗППВ-65×210 ЗМС1-65×210 ЗМС1-65×210Н ЗМС1-65×210К1 ЗМС1-65×350 ЗМС1-65×350Н ЗМС1-65×350К1 ЗМС1Б-100×210 ЗМС1Б-100×210К2 ЗМС1Б-100П×210 ЗМС1Б-100П×210К2 ЗМС1Б-100А×210 ЗМС1Б-100А×210К2 ЗМС1Б-100×350 ЗМС1Б-100×350К1 ЗМС1Б-100П×350 ЗМС1Б-100П×350К1 ЗМС1Б-100А×350 ЗМС1Б-100А×350К1 ЗМС1Б-150×210 ЗМС1Б-150П×210	50 50 50 50 50 65 65 65 65 65 65 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 150 150	21 21 21 21 35 21 21 21 35 35 35 21 21 21 21 21 35 35 35 35 35 21 21	400 410 345 370 370 380 350 390 350 390 350 300 300 490 490 490 1385 1385 300 300 300 350 350 490	300 300 300 435 435 435 320 360 320 360 360 450 450 370 370 370 300 300 450 450 450 450 450 380	500 500 660 740 740 790 660 665 660 820 820 830 1150 1150 1320 1320 1320 1320 1150 1150 1320 1320 1485 1570	50 48 47 103 103 109 88 87 88 92 92 95 264 264 326 326 354 354 264 264 354 354 353 403

Примечание: Б — бесфланцевое соединение, А — управление автоматическое, П — управление дистанционное пневматическим приводом.

10. СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИНАДЛЕЖНОСТИ

10.1. Канаты стальные

По конструкции: ТК — точечное касание; ЛК — линейное касание, ТЛК — точечно-линейное касание проволок между слоями; О — прядь состоит из проволок одинакового диаметра; Р — прядь состоит из проволок разного диаметра, РО — прядь состоит из проволок разного и одинакового диаметров в слоях.

По назначению: ГЛ — грузоподъемные; Г — грузовые.

По механическим свойствам проволоки: В — высшей марки, 1 — первой марки.

По условиям работы: ОЖ — особо жесткие агрессивные условия работы; Ж — жесткие агрессивные условия работы; С — средние агрессивные условия работы.

По сочетанию направлений свивки: О — односторонняя; К — комбинированная; крестовая — не обозначается.

По способу свивки: Н — нераскручивающийся; Р — раскручивающийся.

Для буровых установок применяется канат правой крестовой свивки, нераскручивающийся, с органическим сердечником для любых условий работы.

Обозначение при заявке: канат (диаметр) — Г — (механические свойства проволоки) — Н — (маркировочная группа) — (номер ГОСТа).

Таблица 10.1

Канаты стальные с органическим сердечником (рис. 10.1)

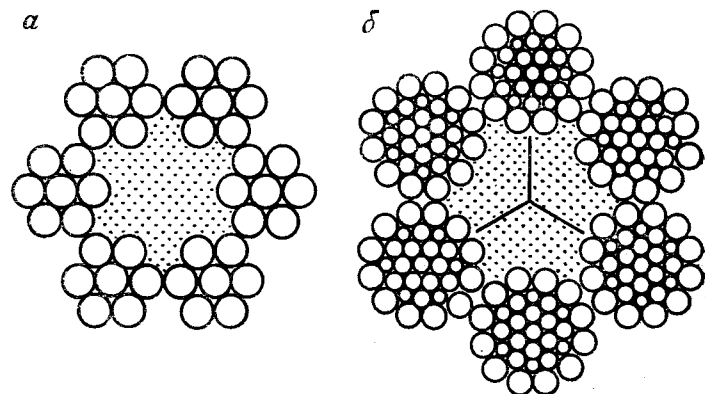


Рис. 10.1. Канат стальной с органическим сердечником:
а — ЛК-О; б — ЛК-РО

Диаметр каната, мм	Тип и конструкция	ГОСТ	Масса 1000 м, кг	Разрывное усилие каната, кН, при маркировочной группе, МПа			
				1470	1568	1666	1764
12,5	ЛК-О (6×7)	3069—80	562	74,5	79,5	84,4	87,7
14,5	ЛК-О (6×7)	3069—80	745	98,5	105,0	111,5	116,0
	ТК (6×19)	3070—74	715	—	99,0	105,0	108,0
15,5	ЛК-О (6×7)	3069—80	848	112,0	119,5	126,5	132,0
	ТК (6×37)	3071—74	835	—	109,8	116,7	119,6
	ТЛК-О (6×37)	3079—80	852	—	113,5	121,0	124,0
17,0	ЛК-Р (8×19)	7670—80	999	123,0	131,5	140,0	144,5
	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1065	—	142,0	151,0	155,5
18,5	ЛК-Р (8×19)	7670—80	1160	143,4	152,5	162,5	167,5
19,5	ЛК-О (6×19)	3077—80	1370	174,0	183,0	197,0	230,5
	ЛК-Р (6×19)	2688—80	1405	179,5	191,0	203,0	209,0
	ТК (6×19)	3070—74	1275	—	173,0	183,7	189,6
	ЛК-О (6×7)	3069—80	1335	177,0	189,0	201,0	208,0
	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1350	169,0	180,0	191,5	197,0
21,5	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1670	208,5	222,5	237,0	244,5
22,5	ЛК-Р (6×19)	2688—80	1850	235,5	251,0	267,0	275,0
	ТК (6×19)	3070—74	1735	—	240,0	255,0	263,0
	ТК (6×37)	3071—74	1705	—	229,0	243,5	249,0
	ЛК-З (6×25)	7665—80	1857	235,0	250,5	266,5	275,0
25,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	2450	—	349,0	371,0	393,0
28,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	3000	—	440,0	467,7	495,0
32,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	3800	—	546,9	581,0	615,0
35,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	4640	—	659,0	700,0	741,5
38,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	5450	—	781,7	830,5	879,5

10.2. Элеваторы и спайдеры СТ СЭВ 3187—81

Нормальный ряд элеваторов и спайдеров по грузоподъемности, кН: 40, 63, 100, 200, 320, 500, 800, 1000, 1250, 1400, 1700, 2000, 2500, 3200, 4000, 4500, 5000, 5800, 8000.

Таблица 10.2

Элеваторы для НКТ (рис. 10.2)
ОСТ 26-02-946—73, ТУ 26-16-87—79

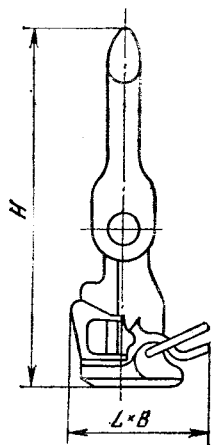


Рис. 10.2. Элеватор для НКТ

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	L, мм	B, мм	H, мм	Масса, кг
ЭГ-33-16В	33В	160	160	155	425	11
ЭГ-42-16В	42В	160	160	155	425	11
ЭГ-48-16 (В)	48 (В)	160	160	155	425	11
ЭТАР-12,5	26—48	125	190	230	565	14
ЭГ-60-50 (В)	60 (В)	500	220	185	490	21
ЭГ-73-80 (В)	73 (В)	800	220	225	535	30
ЭТАР-20	48—73	200	250	260	565	30
ЭТА-32-48/73	48—73	320	265	200	525	20
ЭГ-89-80 (В)	89 (В)	800	225	250	540	32
ЭТА-50-48/89	48—89	500	280	280	550	26
ЭГ-102-80 (В)	102 (В)	800	250	285	620	52
ЭГ-114-80 (В)	114 (В)	800	250	285	620	52
ЭТА-80-73/114	73—114	800	310	270	575	31

Примечание. (В) — трубы как гладкие, так и с высаженными концами.

Таблица 10.3

Элеватор корпусной (для буровых, насосно-компрессорных и обсадных труб) (рис. 10.3)
ТУ 26-16-132—81, ТУ 26-02-258—77, ТУ 26-02-933—82,
ТУ 26-02-240—80

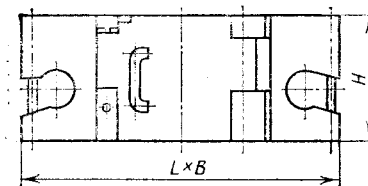


Рис. 10.3. Элеватор корпусной

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	L, мм	B, мм	H, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7
ЭХЛ 60-15	60	150	370	155	110	18
КМ 60-125	60	1250	610	265	250	67
ЭХЛ 73-25	73	250	370	160	130	20
КМ 73-125	73	1250	610	265	250	63
ЭХЛ 89-35	89	350	395	180	145	29
КМ 89-125	89	1250	645	285	250	82
КМ 89-200	89	2000	710	300	310	121
КМ 102-125	102	1250	645	285	250	78
КМ 102-200	102	2000	710	300	310	117
ЭХЛ 114-40	114	400	440	215	160	35
КМ 114-140	114	1400	670	305	260	94
КМ 114-250	114	2500	760	330	320	155
КМ 114НП-250	114НП	2500	760	330	320	152
КМ 127-140	127	1400	670	305	260	89
КМ 127НП-140	127НП	1400	670	305	260	66
КМ 127-250	127	2500	760	330	320	149
КМ 127НП-250	127НП	2500	760	330	320	144
КМ 129Л-140	129Л	1400	670	305	260	89
КМ 140-170	140	1700	755	340	290	131
КМ 140-320	140	3200	800	355	355	193
КМ 146-170	146	1700	755	340	290	128
КМ 146-320	146	3200	800	355	355	189
КМ 168-170	168	1700	780	360	290	134
КМ 168-320	168	3200	800	355	355	177
КМ 178-170	178	1700	780	360	290	129
КМ 178-320	178	3200	800	355	355	171
ЭН 194-120	194	1200	940	352	365	180
К 194-170	194	1700	850	400	290	167
КМ 194-320	194	3200	850	400	350	261
ЭН 219-120	219	1200	965	382	365	220
К 219-170	219	1700	850	400	290	148
ЭОМ 219-200	219	2000	810	385	350	252
КМ 219-320	219	3200	850	400	350	237
ЭН 245-120	245	1200	995	412	365	235
К 245-170	245	1700	890	445	290	229
ЭОМ 245-200	245	2000	830	415	350	240
КМ 245-320	245	3200	900	445	350	295
ЭН 273-120	273	1200	1035	442	365	250
К 273-170	273	1700	890	445	290	204

1	2	3	4	5	6	7
ЭОМ 273-300	273	3000	900	445	350	270
КМ 273-320	273	3200	900	445	350	265
ЭН 299-120	299	1200	1060	472	365	265
К 299-170	299	1700	990	485	290	297
ЭОМ 299-300	299	3000	950	485	350	241
КМ 299-320	299	3200	1020	490	350	340
ЭН 324-120	324	1200	1095	502	365	290
К 324-170	324	1700	990	485	290	265
ЭОМ 324-200	324	2000	940	500	350	353
КМ 324-320	324	3200	1020	490	350	310
КМ 340-320	340	3200	1070	510	350	363
ЭН 351-120	351	1200	1120	532	365	325
КМ 351-320	351	3200	1070	510	350	352
ЭН 377-120	377	1200	1165	562	365	354
КМ 377-320	377	3200	1100	535	350	395
ЭН 426-120	426	1200	1195	602	365	388
ЭН 478-80	478	800	1245	652	365	364

Примечание. НП — трубы с приварными замками и высаженными наружу концами, Л — алюминиевые трубы.

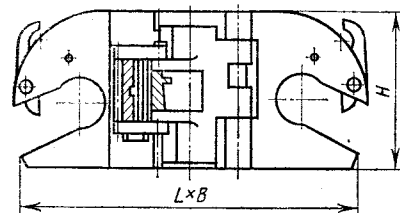


Таблица 10.4

Элеваторы корпусные типа ЭК
(рис. 10.4)
ТУ 26-02-945—82

Рис. 10.4. Элеватор корпусной типа ЭК

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Б, мм	В, мм	Н, мм	Масса, кг
ЭК 114-250	114	2500	760	280	320	140
ЭК 114Н-250	114Н	2500	760	280	320	137
ЭК 114НП-250	114НП	2500	760	280	320	138
ЭК 127-250	127	2500	760	280	320	135
ЭК 127НП-250	127НП	2500	760	280	320	131
ЭК 194-170	194	1700	854	360	300	170
ЭК 219-170	219	1700	854	360	300	160
ЭК 245-170	245	1700	880	335	300	175
ЭК 273-170	273	1700	910	414	300	185
ЭК 299-170	299	1700	980	485	300	255
ЭК 324-170	324	1700	980	485	300	230
ЭК 340-170	340	1700	1070	510	350	320
ЭК 351-170	351	1700	1070	510	350	300
ЭК 377-170	377	1700	1140	605	350	430
ЭК 407-170	407	1700	1140	605	350	420
ЭК 426-170	426	1700	1140	605	350	405

Примечание. Н — трубы с высаженными наружу концами.

Таблица 10.5

Элеваторы двухсторонние (рис. 10.5)
ОСТ 26-16-1514—77

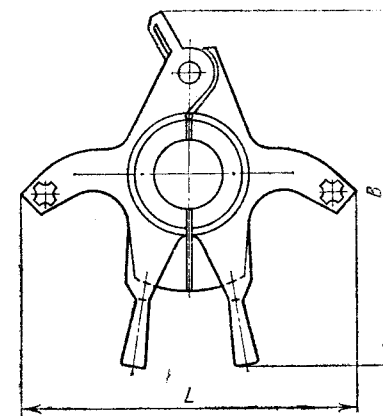


Рис. 10.5. Элеваторы двухсторонние

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Л, мм	В, мм	Высота, мм	Масса, кг
ЭТАД-32	48, 60, 73	320	370	200	120	20
ЭТАД-50	60, 73, 89	500	410	240	175	27
ЭТАД-80	73, 89, 102, 114	800	510	260	220	49
ЭТАД-125	73, 89, 102, 114, 127	1250	610	300	250	75

Таблица 10.6

Захват клиновой пневматический (размеры в мм)
ТУ 26-02-542—74, ТУ 26-02-4—75

Шифр	Диаметр захватываемых труб	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
ПКР-560	73, 89, 114, 127, 140, 147, 168	1500	820	1490	1415
ПКРО-560	194, 219, 245, 273, 299, 324	700	700	1488	895

Примечание. Допустимая нагрузка 320 кН.

Таблица 10.7

Клинья для бурильных труб (рис. 10.6)
ТУ 26-02-192—77, ТУ 26-02-813—78

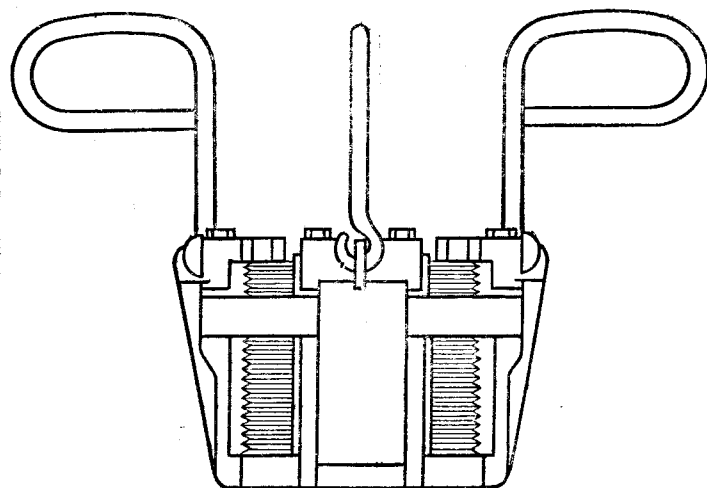


Рис. 10.6. Клинья для бурильных труб

Шифр	Диаметр труб, мм	Допустимая нагрузка, кН	Высота, мм	Масса, кг
КБ2-4	114	1250	585	70
КБ2-5	140	1250	585	80
КБ2-6	168	1250	585	83
УБТ-146	146	200	509	48
КТБУ-146	146	320	440	32
УБТ-178	178	320	509	50
КТБУ-178	178	320	440	28
УБТ-197	197	320	509	52
КТБУ-203	203	320	440	25

Примечание. Диаметр проходного отверстия ротора 325 мм.

Таблица 10.8

10.3. Штропы (рис. 10.7)
СТ СЭВ 2451—80, ГОСТ 24994—81,
ТУ 26-02-442—72, ТУ 26-02-452—72

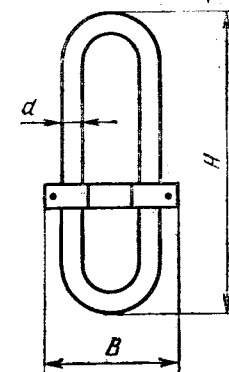


Рис. 10.7. Штропы

Шифр	Грузоподъемность, кН	L, мм	B, мм	d, мм	Масса, кг
РИ-Э/10	100	920	210	30	22
ШЭ-28	280	850	370	35	31
ШЭ-50	500	890	400	45	52
ШБЭУ-75	750	975	485	60	120
ШБЭН-75	750	1300	485	60	154
ШБЭД-75	750	1740	485	60	194
ШБУ-125	1400	1200	520	75	180
ШБН-125	1400	1940	520	75	279
ШБУ-200	2000	1300	570	85	284
ШБН-200	2000	2000	570	85	380
ШБУ-300	3000	1350	570	90	326
ШБН-300	3000	2000	570	90	424

Примечание. У — укороченные, Н — нормальные, Д — длинные.

10.4. Ключи

Таблица 10.9

Ключи автоматические
ОСТ 26-02-647—72, ТУ 26-02-28—79, ТУ 26-02-88—74

Шифр	Диаметр труб, мм	Момент вращения, кН·м		Частота вращения, об/мин	Масса, кг
		номинальный	максимальный		
АКБ-3М2	108—216	1,2	50	80	2960
АКО	194—299	3,8	20	32	—

Примечание. Гарантия 9000 циклов свинчивания или развинчивания.

Таблица 10.10

Ключи машинные подвесные (размеры в мм)

ОСТ 26-02-855—73, ТУ 26-02-673—75, ТУ 26-02-842—79,
ТУ 26-02-779—77

Шифр	Диаметр труб	Длина	Ширина	Высота	Момент свинчивания, кН·м	Масса, кг
КМБ60-120	60—120	—	—	—	20	110
БУ73-89	73—89	1250	360	862	20	75
КГП	73—108	1370	700	560	30	300
КМБ108-212	108—212	1500	525	1200	80	190
УМК-1С	108—212	1590	570	1120	65	147
КМБ203-320	203—320	—	—	—	120	320

Таблица 10.11

Ключи машинные подвесные для обсадных труб
ТУ 26-02-779—77

Шифр	Диаметр труб, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Масса, кг
ОМН-146/166	146, 166	1420	360	80
ОМН-168/188	168, 188	1445	370	89
ОМН-194/216	194, 216	1485	380	93
ОМН-219/245	219, 245	1510	410	97
ОМН-245/270	245, 270	1555	430	105
ОМН-273/299	273, 299	1560	440	111
ОМН-299/324	299, 324	1580	470	117
ОМН-324/351	324, 351	1615	500	123
ОМН-351/376	351, 376	1650	520	128
ОМН-377/402	377, 402	1670	540	128
ОМН-426/451	426, 451	1750	600	145
ОМН-478	478	1800	660	153
ОМН-530	530	1850	720	161

Примечание. Высота ключей с учетом рукоятки для подвески 840 мм, допустимая нагрузка на рукоятке 7,85 кН.

Таблица 10.12

Ключи цепные (размеры в мм)
ТУ 26-02-355—76

Шифр	Диаметр труб	Длина цепи	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
КЦО-1	60—114	667	660	100	110	11
КЦН-1	60—114	667	1160	100	110	14
КЦН-2	114—146	928	1570	112	135	24
КЦН-3	146—245	1377	2100	152	165	53

Таблица 10.13

Ключи трубные (размеры в мм) (рис. 10.8)

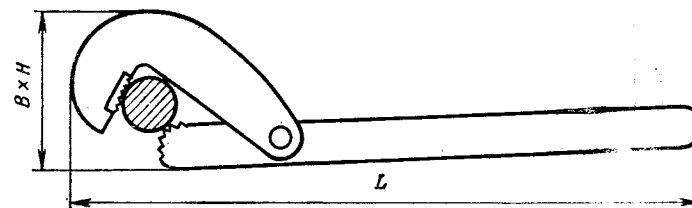
ОСТ 26-16-1602—77, ТУ 26-02-484—73, ТУ 26-02-170—79,
ТУ 26-16-101—79

Рис. 10.8. Ключ шарнирный

Шифр	Диаметр труб	Длина L	Ширина B	Высота H	Допустимая нагрузка на рукоят- ке, Н	Масса, кг
КТД-33	33	345	115	70	1700	3
КТД-42	42	350	120	70	3000	3
КТД-48	48	400	175	72	4000	4
КТДУ-48	48	300	172	72	4000	3
КСМ-48	48—63,5	205	180	137	1960	5
КТНД	48—89	650	128	120	800	7
КТД-60	60	415	190	72	5500	5
КТДУ-60	60	315	190	72	7000	4
КСМ-60	60—78	205	195	137	2450	5
КТД-73	73	640	200	75	4500	7
КТДУ-73	73	325	200	75	9000	4
КСМ-73	73—98	240	210	139	2940	9
КТД-89	89	655	230	75	4500	7
КТДУ-89	89	340	230	75	8500	5
КСМ-89	89—114	265	230	154	3400	10
РИК-95	95	1400	172	90	4000	21
КТД-102	102	660	250	75	4500	9
КТД-114	114	670	260	75	5500	10
КСМ-114	114—141	275	255	154	3400	11

Примечание. Ключи типа КСМ и КТДУ — для механизированного свинчивания и развинчивания НКТ.

Таблица 10.14

Ключи шарнирные для бурильных геологоразведочных труб
(размеры в мм) (рис. 10.9)
ГОСТ 6494—71Е

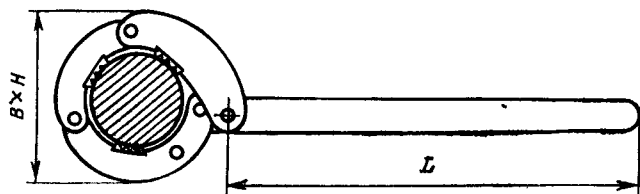


Рис. 10.9. Ключ трубный

Шифр	Диаметр трубы	Длина L	Ширина B	Высота H	Крутящий момент, Н·м	Масса, кг
33,5	33,5	510	100	42	1200	3,1
42,0	42,0	529	125	46	1500	4,2
50,0	50,0	557	162	46	2100	6,2
60,3	60,3	585	185	46	2400	7,4
63,5	63,5	585	190	46	2400	7,4

Таблица 10.15

Ключи шарнирные (размеры в мм) (рис. 10.9)
ГОСТ 10465—74Е; ТУ 34-2216—75, ТУ 41-01-453—82

Шифр	Диаметр труб	Длина L	Ширина B	Высота H	Момент свинчивания, Н·м	Масса, кг
КК 36	34,5	440	85	29	820	1,0
КК 46	44,5	450	95	29	820	2,0
КШ-46	38—44	610	115	34	2000	3,0
КК 59	57,5	465	108	29	820	2,1
КШ-59	48—60	610	142	34	3000	4,0
КК 76	74,0	485	130	29	820	2,5
КШ-76	63—74	626	168	34	3000	4,0
73/89	73,89	500	190	64	—	5,0
КК 93	91,0	610	150	35	1200	3,9
КШ-93	83—91	643	188	34	3000	4,0
108/127	108, 127	450	240	64	—	6,0
КК 112	110,0	626	176	35	1200	4,4
КК 132	130,0	745	199	35	1200	4,8
146	146	450	256	64	—	7,0
КК 151	149,0	770	218	35	1200	5,2
168/188	168, 188	620	316	76	—	13,0
219/243	219,243	620	374	76	—	14,0

Примечание. Прочерк означает, что момент свинчивания не обусловлен.

10.5. Блоки

Таблица 10.16

Шкивы талевых механизмов
ГОСТ 17326—71

Шифр	Диаметр, мм		Масса, кг	Шифр	Диаметр, мм		Масса, кг
	ка- ната	шкива (наруж- ный)			ка- ната	шкива (наруж- ный)	
ШК-800-25	25	900	120	ШК-1140-32	32	1250	310
ШК-900-28	28	1000	150	ШК-1285-35	35	1400	390
ШК-1000-32	32	1120	250	ШК-1365-38	38	1500	430

Таблица 10.17

Талевые блоки (размеры в мм) (рис. 10.10)
ОСТ 26-16-1607—79, ТУ 24-00-1933—80, ТУ 24-00-2088—82,
ТУ 26-02-36—73, ТУ 26-02-881—80, ТУ 26-02-882—80,
ТУ 3-829—81Е, ТУ 26-16-129—81, ТУ 26-02-303—82

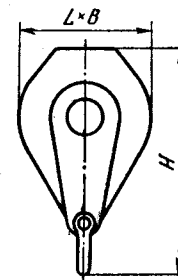


Рис. 10.10. Талевый блок

Шифр	Грузо- подъем- ность, кН	Диаметр каната	B	L	H	Масса, кг
БИ 249-136-10	50	15—17	145	415	610	74
БИ 249-137.000	100	17,0	150	550	880	143
БИ 249-143.000	100	17,0	150	550	880	149
БТ-12,5	125	14,5	250	430	800	140
БТН3-15	150	19,5	270	520	840	146
БТ-20	200	18,5	265	560	990	160
БИ 249-138.000	200	17,0	240	550	877	203
БТН3-25	250	19,5	290	620	950	188
БИ 249-198.000	250	21,5	310	636	1080	426
БТ-32	320	22,5	315	680	1225	250
БИ 249-197А.000	350	21,5	406	636	1080	530
БТ-50	500	25,0	455	800	1405	500
БТН4-50	500	22,5	470	720	1230	450
БУ-75Бр	750	25,0	948	745	1528	2440
ТБН4-75	750	25,0	870	590	1640	1200
БТ-80	800	28,0	520	930	1730	900
БУ-80БрД	800	28,0	560	620	2555	3520
БТ-125	1250	28,0	680	930	1800	1300
У4-130-3	1250	28,0	1060	830	2120	2200
УТБ-5-170	1700	28,0	1060	1040	1940	3840
УТБА-5-170	1700	28,0	1404	1100	2205	4000
ТБН5-Бр-200	2000	32,0	1160	920	2250	3300
УТБА-5-200	2000	32,0	1370	1300	2470	5700
УТБ-5-225	2250	32,0	1170	1020	2220	3230
УТБА-6-250	2500	32,0	1314	1300	2470	6350
ТБН6-300	3000	32,0	1160	1125	2615	4700
УТБА-6-320	3200	35,0	1420	1440	2785	7800

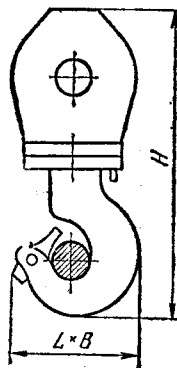


Рис. 10.11. Крюко-
блок

Таблица 10.18

Крюкоблоки (размеры в мм) (рис. 10.11)
ОСТ 26-16-1607—79, ТУ 24-00-1931—80

Шифр	Грузо- подъем- ность, кН	Диаметр каната	B	l	H	Масса, кг
КРБ-12,5	125	14,5	270	430	1250	200
КРБ-20	200	18,5	300	560	1440	250
КРБ-32	320	22,5	425	680	1850	400
КРБ-50	500	25,0	520	800	2010	750
КРБ-80	800	28,0	710	930	2800	1250
КРБ-125	1250	28,0	830	930	2900	1900
УТБК-5-170	1700	28,0	1060	980	3200	5430
УТБК-5-225	2250	32,0	1170	1105	3950	6150

11. ТИПЫ И РАЗМЕРЫ РЕЗЬБ

11.1. Профили резьб и размеры резьбовых соединений

Таблица 11.1

Профили замковой резьбы (размеры в мм) (рис. 11.1)
ГОСТ 20692—75, 21210—75, 5286—75, 7918—75

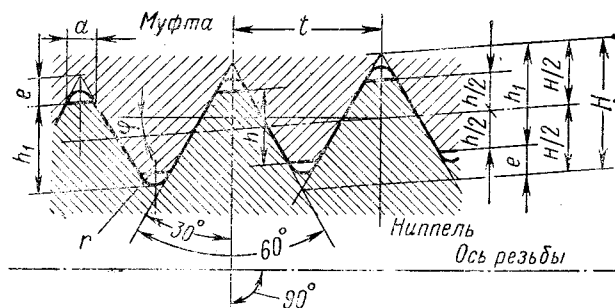


Рис. 11.1. Профиль
замковой резьбы

Конус- ность	φ	Шаг резьбы t	H	h	h_1	e	r	a
1 : 8	3° 34' 36"	6,00	5,189	2,377	3,012+0,10	1,306	0,871	1,510
1 : 6	4° 45' 48"	6,35	5,487	3,293	3,755+0,15	1,097	0,635	1,267
1 : 6 *	4° 45' 48"	6,35 *	5,487	2,634	3,035+0,12	1,427	0,935	1,651
1 : 5	5° 42' 38"	4,233	3,654	2,192	2,500+0,15	0,731	0,423	0,847
1 : 4	7° 07' 30"	6,35	5,471	3,283	3,742+0,15	1,094	0,635	0,270
1 : 4	7° 07' 30"	5,08	4,376	2,626	2,993+0,15	0,875	0,508	1,016

* Резьба укороченного профиля.

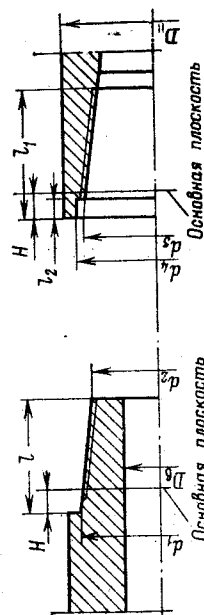


Рис. 11.2. Замковое соединение

Таблица 11.2
Замковые резьбовые соединения (размеры в мм) (рис. 11.2)
ГОСТ 7918—75, 5286—75, 20692—75, 21210—75

Тип	Шаг	Конус- ность	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель			Муфта		
					d_1	d_2	D_B	d_3	d_4	D_H
3-42	4,23	1 : 5	40,808	10,0	45,000	35,000	22	40,616	46,0	57
3-50	4,23	1 : 5	48,808		53,000	41,000	28	48,616	54,0	65
3-62	5,08	1 : 4	56,075		62,670	45,170	25	57,418	65,1	80
3-63,5	4,23	1 : 5	61,633		67,000	53,000	40	62,616	68,0	83
3-66	5,08	1 : 4	60,080		66,674	47,674	25	57,451	63,5	80
3-73 *	6,35	1 : 6	67,767		73,047	60,380	44	67,779	74,6	86
3-76	5,08	1 : 4	69,605		76,200	54,200	32	70,948	78,6	95
3-86 *	6,35	1 : 6	80,848	15,875	86,128	71,295	54	80,860	87,7	108
3-88	5,08	1 : 4	82,293		88,887	64,887	38	83,635	91,3	108
3-92	5,08	1 : 4	85,480		92,075	70,075	54	86,823	94,5	108
3-101	5,08	1 : 4	94,844		101,438	77,438	62	96,186	103,9	118

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3-102	6,35	1 : 6	96,071		102,010	87,010	70	90	95,424	104,6	120	96	16
3-102 *	6,35	1 : 6	96,723		102,003	85,003	70	102	96,735	103,6	120	108	16
3-108 *	6,35	1 : 6	103,429		108,709	89,709	72	114	103,441	110,3	133	120	16
3-110	6,00	1 : 8	105,423	16,0	110,000	99,383	78	85	104,846	110,87	127	90	18
3-117	5,08	1 : 4	110,868		117,462	90,462	58	108	112,210	119,9	140	113	16
3-121	5,08	1 : 4	115,113		121,709	96,209	80	102	116,457	124,1	146	107	16
3-122 *	6,35	1 : 6	117,500		122,780	103,780	82	114	117,512	124,6	146	120	16
3-133	6,35	1 : 6	127,361		133,300	114,300	95	114	126,714	135,9	155	120	16
3-133 *	6,35	1 : 6	128,059	15,875	133,339	114,339	95	114	128,071	134,9	155	120	16
3-140	6,35	1 : 4	132,944		140,195	110,195	70	120	133,629	142,8	172	126	16
3-147	6,35	1 : 6	142,011		147,949	126,782	101	127	141,363	150,5	178	133	16
3-150	6,00	1 : 8	145,423	16,0	150,000	139,383	118	85	144,846	150,87	172	90	18
3-152	6,35	1 : 6	146,248		152,186	131,019	89	127	145,600	154,7	197	133	16
3-161	6,35	1 : 6	155,981		161,920	140,753	120	127	155,334	164,5	185	133	16
3-171	6,35	1 : 6	165,598		171,536	150,369	127	127	164,950	174,1	203	133	16
3-177	6,35	1 : 4	170,549	15,875	177,801	144,551	101	133	171,355	180,2	215	140	16
3-189	6,35	1 : 6	183,488		189,427	168,260	148	127	182,841	192,0	212	133	16
3-201	6,35	1 : 4	194,731		201,983	167,733	120	137	195,415	205,0	242	144	16

Примечания. 1. Замковая резьба обозначается буквой З и определяется диаметром d_1 в целых числах (без дробных долей). 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 11.3

* Взаимозаменяемость резьб

Отечественная	Зарубежная	
	фирменная	номерная
3-66	2 ³ / ₈ Reg	—
3-76	2 ⁷ / ₈ Reg	—
3-88	3 ¹ / ₂ Reg	—
3-117	4 ¹ / ₂ Reg	—
3-140	5 ¹ / ₂ Reg	—
3-161	6 ³ / ₈ Reg	—
3-177	7 ⁵ / ₈ Reg	—
3-201	8 ⁵ / ₈ Reg	—
3-101	3 ¹ / ₂ FH	—
3-108 *	4 FH	NC 40
3-121	4 ¹ / ₂ FH	—
3-147	5 ¹ / ₂ FH	—
3-171	6 ³ / ₈ FH	—
3-73 *	2 ³ / ₈ IF	NC 26
3-86 *	2 ⁷ / ₈ IF	NC 31
3-102 *	3 ¹ / ₂ IF	NC 38
3-122 *	4 IF	NC 46
3-133 *	4 ¹ / ₂ IF	NC 50
3-162 *	5 ¹ / ₂ IF	—

Таблица 11.4

Замковые номерные резьбы (размеры в мм)
Стандарт 7 АНИ (рис. 11.2)

Номер резьбы	Шаг	Конусность	Средний диаметр резьбы в основной плоскости	Ниппель				Муфта			
				d_1	d_2	D_B	l	d_3	d_4	D_H	l_1
NC 23	6,35	1 : 6	59,817	65,100	52,400	31,7	76,2	60,50	66,68	79,4	92,
NC 26	6,35	1 : 6	67,767	73,050	60,350	44,4	76,2	68,43	74,61	88,9	92,
NC 31	6,35	1 : 6	80,848	86,131	71,323	54,0	88,9	81,53	87,71	104,8	104,
NC 35	6,35	1 : 6	89,687	94,971	79,096	68,2	95,2	90,68	96,84	120,7	111,
NC 38	6,35	1 : 6	96,723	102,006	85,065	68,2	101,6	97,40	103,58	133,3	117,
NC 40	6,35	1 : 6	103,429	108,712	89,662	71,4	114,3	104,15	110,33	139,7	130,
NC 44	6,35	1 : 6	112,192	117,475	98,425	76,2	114,3	112,84	119,06	152,4	130,
NC 46	6,35	1 : 6	117,500	122,784	103,734	82,5	114,3	118,44	124,62	158,7	130,
NC 50	6,35	1 : 6	128,059	133,350	114,300	95,2	114,3	128,76	134,94	171,4	130,
NC 56	6,35	1 : 4	142,646	149,250	117,500	95,2	127,0	144,63	150,81	190,5	142,
NC 61	6,35	1 : 4	156,921	163,525	128,600	95,2	139,7	158,92	165,10	209,5	155,
NC 70	6,35	1 : 6	179,146	185,750	147,650	95,2	152,4	181,14	187,32	241,3	168,
NC 77	6,35	1 : 4	196,621	203,200	161,950	95,2	165,1	198,61	204,79	285,7	181,

* Резьба укороченного профиля.

Примечания. 1. Профиль резьбы приведен на рис. 11.1; 2. Все резьбы укороченного профиля $H = 15,875$ мм.

Таблица 11.5

Замковые резьбовые соединения профиля Н-90 (размеры в мм)
(рис. 11.2)

Тип резьбы	Диаметр УБТ		Ниппель			Муфта	
	наружный	внутренний	d_1	d_2	l	d_4	l_1
$3\frac{1}{2}$ Н-90	127,0—139,7	50,8—66,7	104,78	88,50	101,6	106,36	112,7
4 Н-90	130,2—152,5	60,3—73,0	114,3	96,84	108,0	115,89	119,1
$4\frac{1}{2}$ Н-90	152,4—165,1	63,5—76,2	122,63	104,38	114,3	124,22	125,4
5 Н-90	165,1—177,8	57,1—73,0	129,78	109,93	120,7	131,37	131,8
$5\frac{1}{2}$ Н-90	171,4—187,3	63,5—82,6	136,53	117,08	120,7	138,11	131,8
$6\frac{3}{8}$ Н-90	190,5—209,5	76,2—88,9	152,40	131,76	127,0	153,99	144,4

Примечания. 1. Для всех резьб $l_2 = H = 15,875$ мм; 2. Профиль резьбы показан на рис. 11.3.

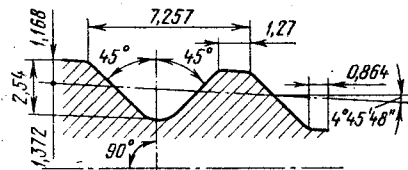


Рис. 11.3. Профиль резьбы соединения Н-90

Таблица 11.6

Профиль конической трубной резьбы (размеры в мм) (рис. 11.4)
ГОСТ 631—75, 7909—56, 632—80, 633—80

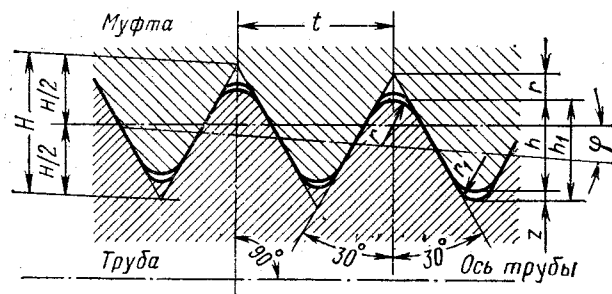
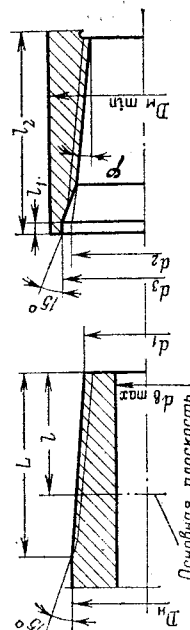


Рис. 11.4. Профиль конической трубной резьбы

Конусность	Φ	Шаг резьбы t	H	h	b_1	r	r_1	z
1 : 16	$1^\circ 47' 24''$	3,175 2,540	2,749 2,200	1,734 1,336	$1,81 \pm 0,05$ $1,412 \pm 0,05$	0,508 0,432	0,432 0,356	0,076 0,076

Таблица 11.7

Размеры трубного соединения с конической резьбой
(в мм) (рис. 11.5) ГОСТ 631—75, 632—80, 633—80, 7909—56



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
АБТ с высадкой внутрь												
73	3,175	71,139	73	69,619	43	52,06	67	70,151	76,2	90	10	90
90,93	3,175	87,014	90	85,494	58	52,06	67	86,026	92,0	110	10	90
108	3,175	99,714	108	97,631	68	61,06	76	98,726	105,0	120	10	100
114	3,175	112,414	114	109,706	84	71,06	86	111,426	117,5	136	10	110
129	3,175	125,114	129	122,406	99	71,06	86	124,144	130,2	152	10	110
147	3,175	144,316	147	141,105	117	79,12	95	142,980	148,4	172	12,7	115
170	3,175	166,389	170	162,900	136	83,56	98,5	165,401	171,5	193	10	121
НКТ гладкие												
48	2,54	46,924	48,3	46,866	40,3	22,3	35	46,069	50,0	56	8	48
60	2,54	58,989	60,3	58,494	50,3	29,3	42	58,134	62,0	73	8	55
73	2,54	71,689	73,0	70,506	62,0	40,3	53	70,834	74,7	89	8	66
89	2,54	87,564	88,9	85,944	76,0	47,3	60	86,709	90,6	107	8	73
102	3,175	99,866	101,6	98,519	88,6	49,3	62	98,519	103,5	121	9,5	75
114	3,175	112,566	114,3	111,031	100,3	52,3	65	111,219	116,0	132,5	9,5	78
НКТ с высадкой наружу												
33	2,54	35,970	37,3	36,100	26,4	19,3	32	35,115	39,0	48,3	8	45
42	2,54	44,701	46,0	44,643	35,2	22,3	35	43,846	47,5	56,0	8	48
48	2,54	51,845	53,2	51,662	40,3	24,3	37	50,990	55,0	63,5	8	50
60	3,175	64,148	65,9	63,551	50,3	37,3	50	62,801	67,5	78,0	9,5	63
73	3,175	76,848	78,6	76,001	62,0	41,3	54	75,501	80,0	93,0	9,5	67
89	3,175	93,516	95,2	92,294	76,0	47,3	60	92,169	97,0	114,3	9,5	73
102	3,175	106,216	107,2	104,744	88,6	51,3	64	104,869	109,5	127,0	9,5	77
114	3,175	118,916	120,6	117,256	100,3	54,3	67	117,569	122,5	141,3	9,5	80
Обсадные трубы (нормальная длина резьбы)												
114	3,175	112,566	114,3	111,136	102,3	50,62	66,5	111,230	116,7	133	12,7	79
127	3,175	125,266	127,0	123,617	113,0	54,12	70,0	123,930	129,4	146	12,7	83
140	3,175	137,966	139,7	136,130	125,7	57,12	73,0	136,630	142,1	159	12,7	86

Продолжение табл. 11.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
145	3,175	144,316	146,0	142,292	133,0	60,12	76,0	142,980	148,4	166	12,7	89
168	3,175	166,541	168,3	164,298	155,3	63,62	79,5	165,205	170,7	188	12,7	92
178	3,175	176,066	177,8	173,823	163,8	63,62	79,5	174,730	180,2	198	12,7	92
194	3,185	191,941	193,7	189,511	177,7	66,62	82,5	190,512	196,1	216	12,7	95
219	3,175	217,341	219,1	214,723	203,1	69,62	85,5	215,912	221,5	245	12,7	98
245	3,175	242,741	244,5	240,123	228,5	69,62	85,5	241,312	246,9	270	12,7	98
273	3,175	271,316	273,1	268,480	257,1	73,12	89,0	269,887	275,5	299	12,7	102
299	3,175	296,716	298,5	293,880	282,5	73,12	89,0	295,287	300,9	324	12,7	102
324	3,175	322,116	323,9	319,280	305,9	73,12	89,0	320,687	326,3	351	12,7	102
340	3,175	337,991	339,7	335,155	321,7	73,12	89,0	336,562	342,1	365	12,7	102
407	3,175	404,666	406,4	401,048	388,4	85,62	101,5	403,237	408,8	432	12,7	114
508	3,175	506,266	508,0	502,648	489,0	85,62	101,5	504,837	510,4	533	12,7	114
Обсадные трубы (удлиненная резьба)												
114	3,175	112,566	114,3	110,542	100,3	60,12	76,0	111,230	116,7	133	12,7	89
127	3,175	125,266	127,0	122,648	113,0	69,62	85,5	123,930	129,4	146	12,7	98
140	3,175	137,966	139,7	135,130	125,7	73,12	89,0	136,630	142,1	159	12,7	102
146	3,175	144,316	146,0	141,105	132,0	79,12	95,0	142,980	148,4	166	12,7	108
168	3,175	166,541	168,3	163,111	152,3	82,62	98,5	165,205	170,7	188	12,7	111
178	3,175	176,066	177,8	172,448	161,8	85,62	101,5	174,730	180,2	198	12,7	114
194	3,175	191,941	193,7	188,105	177,7	89,12	105,0	190,512	196,1	216	12,7	118
219	3,175	217,341	219,1	212,911	201,1	98,62	114,5	215,912	221,5	245	12,7	127
245	3,175	242,741	244,5	237,936	226,5	104,62	120,5	241,312	246,9	270	12,7	133
Ведущие бурильные трубы												
65	3,175		88,9	85,494	32	67	100	59,9	65,3	95	6	90
80	3,175	87,014			74	80	95	71,9	77,3	108	6	100
112	3,175	108,266	114	104,996	85	90	105	106,9	112,3	140	6	120
140	3,175	133,266	141	129,371	100	105	120	131,9	137,3	172	6	130
155	3,175	148,266	168	143,433				146,9	152,3	197	6	145

Примечание. Конусность резьбы 1:16.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
МК145	6	1 : 16	141,421		145,0	137,500	115	120	139,842	147,5	160	130	18
МК150	5	1 : 32	147,350		150,0	146,500	125	112	145,700	152,0	164	118	22
МК150	6	1 : 32	146,920		150,0	146,500	125	112	144,810	152,3	164	120	16
МК150	6	1 : 8	145,423		150,0	135,500	118	116	144,846	152,5	172	122	18
МК154	6	1 : 32	150,920		154,0	150,500	130	112	148,840	156,3	170	120	16
МК154	6	1 : 16	150,421		154,0	147,375	132	106	148,842	156,3	172	112	16
МК156	5,5	1 : 32	153,135		156,0	152,500	125	112	151,270	158,0	172	120	16
МК160	6	1 : 32	152,920		156,0	152,500	125	112	150,840	158,0	172	120	16
МК160	6	1 : 16	156,421		160,0	153,375	138	106	154,842	162,0	178	120	16
МК168	6	1 : 32	164,920		168,0	164,250	140	120	162,840	170,2	182	130	23
МК170	6	1 : 32	166,920		170,0	166,094	135	125	164,840	172,3	185	130	23
МК174	6	1 : 32	170,920		174,0	170,250	140	120	168,840	176,3	190	123	18
МК177	6	1 : 16	173,421		177,0	169,500	145	120	171,842	179,3	195	126	16
МК180	5	1 : 16	176,851		180,0	173,000	140	112	175,702	182,0	195	117	16
МК180	6	1 : 32	176,920		180,0	176,375	145	116	174,840	182,3	195	120	16
МК185	6	1 : 16	181,421		185,0	177,500	150	120	179,842	187,0	215	126	16
МК195	6	1 : 32	191,920		195,0	191,250	165	136	189,840	197,3	215	126	18
МК265	6	1 : 16	261,421		265,0	256,500	225	136	259,842	267,5	290	146	25
МК290	6	1 : 32	286,920		290,0	285,750	262	136	284,840	292,5	320	146	16
МК290	6	1 : 16	284,758	16,00	290,0	267,334	245	136	284,852	292,5	320	146	16
РКТ177	5,08	1 : 16	173,362	15,87	177,0	169,500	140	120	171,724	179,3	195	126	18
РКТ208	6,35	1 : 6	202,562	20,00	208,5	188,500	165	120	201,915	210,5	240	126	18
РКТ210	6,35	1 : 10	204,703	20,00	210,0	198,000	170	120	203,408	212,5	235	130	18
РКТ218	6,35	1 : 16	214,423	20,00	218,97	211,472	182	120	212,374	221,5	240	130	18
РКТ230	6,35	1 : 8	224,704	16,00	230,0	212,000	190	144	223,408	232,0	250	154	16
РКТ234	6,35	1 : 8	228,204	20,00	234,0	219,000	195	120	227,408	236,5	260	130	18
РКТ240	6,35	1 : 6	234,562	15,87	240,5	220,500	205	120	233,915	242,5	270	140	18
РКТ200	6,00	1 : 16	195,104	16,00	199,35	191,851	162	120	192,858	201,5	215	120	25
РКТ230	6,00	1 : 16	225,104	16,00	229,35	221,851	181	120	222,858	231,5	255	120	25

Примечание. Резьба обозначается буквами МК (метрическая коническая) или РКТ (резьба коническая для турбобуров) и определяется диаметром d_1 (в целых числах), шагом резьбы и ее конусностью; МК 125Х6Х1:8.

Таблица 11.10

Резьбовые соединения обсадных труб диаметром 351—426 мм (размеры в мм) (рис. 11.8)
ТУ 14-3-766—78

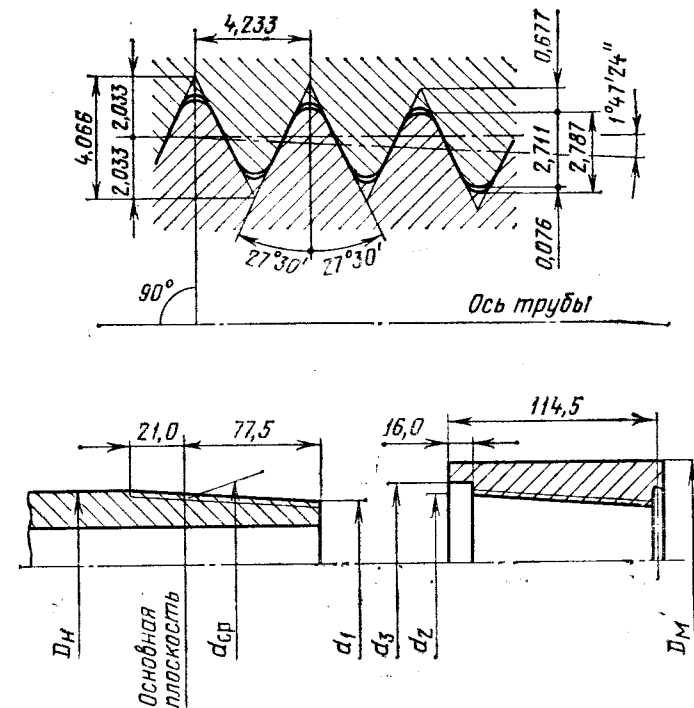
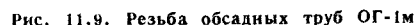


Рис. 11.8. Резьба обсадных труб диаметром 351—426 мм

Труба			Муфта		
D_H	d_1	d_{cp}	d_2	d_3	D_M
351	346,16	348,29	345,95	353	376
377	372,16	374,29	371,95	379	402
426	421,16	423,29	420,95	428	451

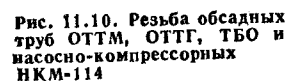
Размеры обсадных труб ОГ-1м (в мм) (рис. 11.9)
ТУ 14-3-714—89, ТУ 14-3-485—76, ТУ 14-3-656—78



Примечание. $l_{\max} = 90$ мм; $L = 110$ мм; $l_{\max}$ выбирают такой, чтобы толщина стенки под резьбой в плоскости торца b была не менее;

[illegible]

Резьба ободных труб ОТТМ, ОТТИ, ТБО и насосно-компрессорных труб НКМ (размеры в мм) (рис. 11.10)
ГОСТ 632—80, ГОСТ 633—80, ТУ 14-3-245—74, ТУ 14-3-280—74,
ТУ 14-3-537—78, ТУ 14-3-622—77, ТУ 14-3-655—78, ТУ 14-3-712—78,
ТУ 14-3-793—78, ТУ 14-3-812—79



OTTM, OTTM.1

ОТТГ, ОТТГ-1, ТБО

114.3	111,100	110,175	106,375	98	66	112,475	22	72	106,425
127.0	123,800	122,750	118,950	100	68	125,175	22	74	119,000
139.7	136,500	135,200	131,400	104	72	137,875	22	78	131,450
146.1	142,850	141,550	137,750	104	72	144,225	22	78	137,800
168.3	165,075	163,525	159,725	108	76	166,450	22	82	159,775
177.8	174,600	172,800	169,000	112	80	175,975	22	86	169,050
193.7	190,475	188,475	184,625	116	84	191,850	22	90	184,675
219.1	215,875	213,450	209,650	122	90	217,250	22	96	209,700
244.5	241,275	238,850	235,050	122	90	242,650	22	96	235,100
273.1	269,850	267,425	263,625	122	90	271,225	22	96	263,675

114,3	111,100	110,175	100,375	98	66	112,475	22	96	106,425
-------	---------	---------	---------	----	----	---------	----	----	---------

Резьба насосно-компрессорных труб НКМ и НКБ (размеры в мм)
(рис. 11.11)
ГОСТ 633—80

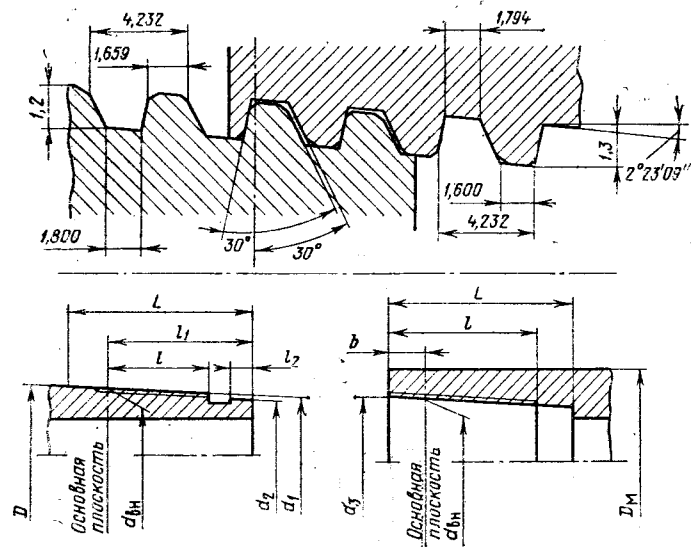


Рис. 11.11. Резьба насосно-компрессорных труб типа НКМ и НКБ

Диаметр трубы D	Средний диаметр резьбы в основ- ной пло- скости $d_{\text{нн}}$	Труба						Муфта (раструб)				
		d_1	d_2	L	l	l_1	l_2	d_3	b	D_M	L	l
НКМ												
60,3	57,925	56,575	54,175	65	25	45	10	59,225	15,6	73,0	63	53
73,0	70,625	69,275	66,875	65	25	45	10	71,875	15,0	88,9	63	53
88,9	86,500	84,317	81,917	75	35	55	10	87,700	14,4	108,0	73	63
101,6	99,200	97,017	94,617	75	35	55	10	100,350	13,8	120,6	73	63
НКБ												
60,3	62,267	60,167	57,167	70	36	54	18	63,4	13,6	71,0	70	60
73,0	75,267	72,750	69,750	75	41	59	18	76,4	13,6	86,0	75	65
88,9	91,267	88,750	85,750	75	41	59	18	92,4	13,6	104,0	75	65
101,6	104,267	101,750	98,750	75	41	59	18	105,4	13,6	116,0	75	65
114,3	117,267	114,750	111,750	75	41	59	18	118,4	13,6	130,0	75	65

Таблица 11.14
Резьба трубная трапецеидальная ТТ
(размеры в мм) (рис. 11.12)
ГОСТ 631—75, 5286—75,
ТУ 39-01-04—392—78

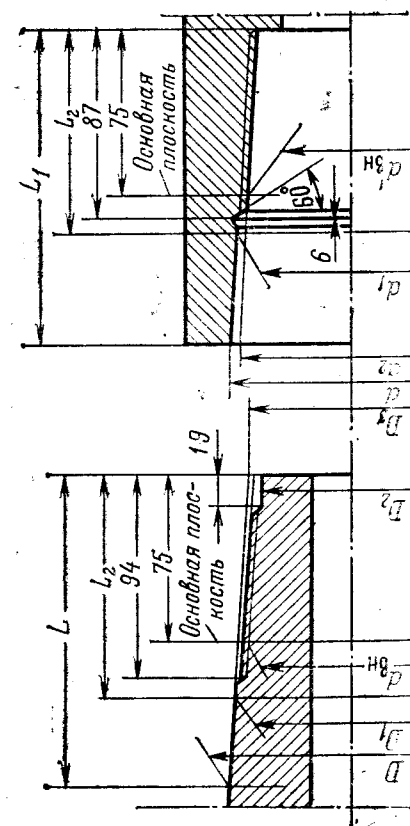
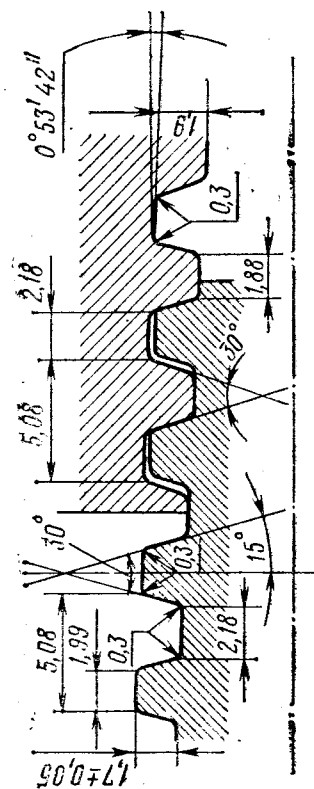


Рис. 11.12. Резьба трубная трапецеидальная ТТ

Тип резьбы	Труба							Замок				
	$d_{\text{вн}}$	D	D_1	D_2	D_3	L_2	L	$d'_{\text{вн}}$	d	d_1	d_2	L_1
ТТ-63	63,6	71,4	69,5	59,5	66,5	96	158	63,38	71,155	69,28	65,864	156
ТТ-78	78,6	85,9	84,5	74,5	81,5	96	140	78,35	85,375	84,25	80,131	132
ТТ-82	82,6	89,9	88,5	78,5	85,5	96	140	82,34	89,369	88,24	84,121	132
ТТ-94	94,6	101,9	100,5	90,5	97,5	96	140	94,31	101,335	100,21	96,091	132
ТТ-99	99,6	107,7	105,5	95,5	102,5	96	166	99,30	107,325	105,20	102,029	164
ТТ-104	104,6	112,7	110,5	100,5	107,5	96	166	104,29	112,315	110,19	107,019	164
ТТ-107	107,6	115,2	113,5	103,5	110,5	96	150	107,29	114,656	113,19	109,321	140
ТТ-112 *	112,6	125,0	121,0	108,5	117,9	100	208	112,27	124,000	120,69	116,287	206
ТТ-122	122,6	130,2	128,5	118,5	125,5	96	150	122,25	129,525	128,15	124,281	140
ТТ-127	127,6	136,3	133,5	123,5	130,5	96	190	127,25	136,025	128,15	130,715	188
ТТ-132 *	132,6	152,4	148,7	128,5	145,4	108	227	132,23	152,000	148,34	136,829	225
ТТ-132	132,6	140,2	138,5	128,5	135,5	96	150	132,23	139,505	138,13	134,261	140
ТТ-138	138,6	147,0	144,5	134,5	141,5	96	150	138,22	145,495	144,12	140,251	140
ТТ-140 *	140,6	172,4	168,6	136,5	165,0	118	242	140,21	172,000	168,19	145,269	240
ТТ-140	140,6	149,4	146,5	136,5	143,5	96	190	140,21	148,975	146,11	143,675	188
ТТ-160 *	160,6	192,4	188,2	156,5	184,5	118	257	160,17	192,000	187,72	165,689	255

* Резьба для УБТ.

Таблица 11.15

11.2. Крутящие моменты для свинчивания резьб (в кН·м)
РД 39-2-863—83, ТУ 1-4-337—75, ТУ 26-02-652—75,
РД 39-2-132—78, стандарт R5C1 АНИ

Тип резьбы	Крутящий момент	Тип резьбы	Крутящий момент
1	2	1	2
Замковые			
3-42	2,3—2,6	3-121	14—16
3-50	—	3-133	18—22
3-62	—	3-140	—
3-63,5	—	3-147	26—30
3-66	3,2—3,8	3-150	16—18
3-76	6,5—8,0	3-152	26—30
3-88	7,5—9,0	3-161	27—31
3-92	8,0—9,5	3-171	28—32
3-101	9—11	3-177	—
3-102	9—11	3-189	29—33
3-110	13—15	3-201	—
3-117	14—16		
Замковые для утяжеленных бурильных труб (Д, К)			
3-121	12	3-161	31
3-147	20,8		
Замковые для утяжеленных бурильных труб (40ХН2МА)			
3-86	6,6	3-147	25,3
3-101	8,0	3-161	36,5
3-108 *	11,4	3-171	50,0
3-121	15,0	3-201	81,0
Замковые для замковых соединений (40ХН)			
3-66	4,6—5,5	3-86 *	9,6—11,6
3-73 *	4,5—5,4	3-88	12,0—14,3
3-76	7,6—9,1	3-101	12,4—14,9
3-102 *	11,0—14,1	3-133 *	23,3—28,1
3-108 *	14,9—18,2	3-140	47,0—56,7
3-117	26,9—32,4	3-147	37,3—44,9
3-121	20,3—24,5	3-161	42,1—50,9
3-122 *	21,9—26,3		
Метрические конические			
МК 66	7—8	МК 140	15—17
МК 75	9—10	МК 145	17—19
МК 84	11—13	МК 150	16—18

Продолжение табл. 11.15

1	2	1	2
МК 90	12—14	МК 154	16—18
МК 98	14—16	МК 156	17—19
МК 105	14—16	МК 160	17—19
МК 110	13—15	МК 168	20—22
МК 112	6,5—7,5	МК 170	20—22
МК 116	10—12	МК 174	22—24
МК 117	12—14	МК 177	25—27
МК 119	12—14	МК 180	25—27
МК 122	10—13	МК 185	30—32
МК 125	14—16	МК 195	30—32
МК 127	14—16	МК 265	45—48
МК 130	14—16	МК 290	46—50
МК 135	14—16		
Метрические конические для турбобуров			
РКТ 177	25—27	РКТ 218	33—35
РКТ 200	31—33	РКТ 230	35—37
РКТ 208	32—34	РКТ 234	35—37
РКТ 210	32—34	РКТ 240	35—37
Трубные АБТ			
73	5,5—6,5	114	12,5—15,0
90	7,0—8,0	129	14,5—17,5
103	—	147	19,0—22,0
108	—	170	23,0—25,0
Трубные (ведущие трубы)			
65×65	—	140×140	22—25
80×80	14—16	155×155	25—30
112×112	21—22		
Трубные обсадные зарубежные (закругленный профиль)			
114,3	1,4—2,2	193,7	4,0—7,9
139,7	2,8—5,5	219,1	4,3—8,4
168,3	3,4—6,5	244,5	4,8—9,7
177,8	4,0—7,9	273,0	5,1—10,1
Насосно-компрессорные гладкие, ГОСТ 633—80			
33,4	—	73,0	1,0—1,5
42,2	—	88,9	1,3—2,2
48,3	0,5—0,8	101,6	1,6—2,8
60,3	0,8—1,1	114,3	1,7—3,2
Насосно-компрессорные с высаженными концами			
26,7	—	73,0	1,8—2,7
33,4	—	88,9	—
42,2	—	101,6	—
48,3	—	114,3	—
60,3	—		

Примечания. 1. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля. 2. Про- черк означает, что момент не обусловлен никаким документом.

Таблица 11.16

Моменты свинчивания обсадных труб (в кН·м)

Диаметр трубы, мм	Трубы с резьбой закруглен- ного профиля		ОТТМ	ОТТГ, ТВО	ОГ-1М
	Толщина стенки, мм				
	<9	>9			
114,3	3,0—4,3		3,3—4,7	3,9—5,2	3,0
127,0	3,3—5,1	6,0	3,4—4,8	4,0—5,4	3,5
139,7	5,0—6,0	7,0—8,8	3,7—6,0	5,8—8,0	4,0
146,1	5,0—6,0	7,6—9,6 *	4,3—6,1	6,0—8,2	4,0
168,3	6,0—7,9	9,1—12,8 *	4,3—6,6	6,9—10,7	4,5
177,8	7,1—8,4	9,7—13,6	4,4—7,0	7,0—11,0	4,5
193,7	7,4—9,6	11,2—15,7	4,9—8,4	7,5—11,5	5,5
219,1	11,6	13,5—19,2	5,3—8,5	9,9—16,0	6,5
244,5	13,1	15,2—21,6	5,6—10,2	11,4—21,9	7,5
273,0	11,8—15,2	17,8—25,4	5,8—9,4	12,6—21,6	8,5
298,5	16,8	19,6—27,9	6,0—8,7	—	—
323,9	—	21,6—30,8	7,5—9,6	—	—
339,7	—	23,4—33,4	7,8—9,8	—	—
351,0	—	23,4—33,4	—	—	—
377,0	—	23,4—33,4	—	—	—
406,4	—	30,0—43,0	—	—	—
425,5	—	30,0—43,0	—	—	—
508,0	—	49,4	—	—	—

Примечания. 1. Звездочкой обозначены моменты, рекомендуемые для труб с толщиной стенки до 9 мм в наклонных скважинах. 2. При свинчивании на УС-1 необхо- димо, чтобы $M_{св} = (1,4 \div 1,6) M_{табл.}$ на ФУМ — $M_{св} = 0,5 M_{табл.}$

Таблица 11.17

Моменты свинчивания зарубежных УБТ (в кН·м)

Тип резьбы	Наруж- ный диа- метр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		38,1	44,4	50,8	57,1	63,5	71,4
NC-23	76,2	3,4 *	—	—	—	—	—
	79,4	3,7	—	—	—	—	—
	82,5	3,7	—	—	—	—	—
NC-26	88,9	6,3 *	5,1	—	—	—	—
	95,2	6,5	5,2	—	—	—	—
NC-31	98,4	6,4 *	6,4 *	6,4 *	—	—	—
	104,8	10,2 *	10,2 *	9,5	—	—	—
	107,9	12,2 *	11,3	9,6	—	—	—
	114,3	13,0	11,5	9,7	—	—	—
NC-35	114,3	—	12,7 *	12,7 *	12,7	10,3	—
	120,6	—	17,0	15,0	12,9	10,4	—
	127,0	—	17,2	15,3	13,0	10,6	—

Продолжение табл. 11.17

1	2	3	4	5	6	7	8
NC-38	120,6 127,0 133,0 139,7	— — — —	13,8 * 19,3 * 22,5 22,8	13,8 * 19,3 * 20,5 20,7	13,8 * 17,9 18,1 18,4	13,8 * 15,3 15,5 15,7	11,5 11,7 11,8 12,0
3 1/2 H-90	120,6 127,0 133,3 139,7	— — — —	12,1 * 17,7 * 23,7 * 25,8	12,1 * 17,7 * 23,4 23,7	12,1 * 17,7 * 21,0 21,3	12,1 * 17,7 * 18,4 18,6	12,1 * 14,5 14,6 14,8
NC-40	127,0 133,3 139,7 146,0 152,4	— — — — —	15,1 * 21,1 * 27,6 * 28,7 29,1	15,1 * 21,1 * 26,2 26,5 26,8	15,1 * 21,1 * 21,0 24,0 24,3	15,1 * 20,7 21,0 21,2 21,5	15,1 * 16,9 17,1 17,3 17,5
4 H-90	133,3 139,7 146,0 152,4 158,7	— — — — —	— — — — —	17,4 * 24,1 * 31,2 * 33,0 33,4	17,4 * 24,1 * 30,1 30,4 30,7	17,4 * 24,1 * 27,2 27,5 27,8	17,4 * 22,9 23,2 23,4 23,7
4 1/2 Reg	139,7 146,0 152,4 158,7	— — — —	— — — —	21,5 * 28,5 * 33,0 33,3	21,5 * 28,5 * 30,4 30,7	21,5 * 27,2 27,5 27,8	21,5 * 23,2 23,5 23,8
NC-44	146,0 152,4 158,7 165,1	— — — —	— — — —	28,9 * 35,4 35,8 36,2	28,9 * 32,7 33,1 33,4	28,9 * 29,7 30,1 30,4	25,3 25,6 25,8 26,1
4 1/2 FH	139,7 146,0 152,4 158,7 165,1	— — — — —	— — — — —	18,6 * 25,8 * 33,4 * 37,9 38,3	18,6 * 25,8 * 33,4 * 35,2 35,6	18,6 * 25,8 * 31,9 32,2 32,6	18,6 * 25,8 * 27,1 28,1 28,4

Продолжение табл. 11.17

Тип резьбы	Наруж- ный диа- метр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		57,1	63,5	71,4	76,2	82,5	88,9
1	2	3	4	5	6	7	8
NC-46	146,0 152,4 158,7 165,1 171,4	24,5 * 32,4 * 38,9 39,3 39,7	24,5 * 32,4 * 35,8 36,2 36,5	24,5 * 31,1 31,4 31,8 32,1	24,5 * 28,3 28,6 28,9 29,2	— — — — —	— — — — —
4 1/2 H-90	146,0 152,4 158,7 165,1 171,4	24,9 * 32,8 * 39,9 40,2 40,6	24,9 * 32,8 * 36,7 37,1 37,5	24,9 * 32,1 32,4 32,7 33,0	24,9 * 29,3 29,6 29,8 30,1	— — — — —	— — — — —

Продолжение табл. 11.17

1	2	3	4	5	6	7	8
5 H-90	158,7 165,1 171,4 177,8	35,5 * 44,6 * 49,1 49,5	35,5 * 44,6 45,8 46,2	35,5 * 40,8 41,2 41,6	35,5 * 37,8 38,2 38,5	— — — —	— — — —
5 1/2 H-90	171,4 177,8 184,1 190,5	47,8 * 58,2 * 59,7 60,2	47,8 * 55,7 56,2 56,7	47,8 * 50,9 51,3 51,8	47,3 47,7 48,1 48,6	— — — —	— — — —
5 1/2 Reg	171,4 177,8 184,1 190,5	44,2 * 54,6 * 59,2 59,8	44,2 * 54,6 * 55,7 56,3	44,2 * 50,4 50,9 51,4	44,2 * 47,2 47,7 48,2	— — — —	— — — —
NC-50	158,7 165,1 171,4 177,8 184,1	31,8 * 41,1 * 50,8 * 53,5 54,1	31,8 * 41,1 * 49,7 50,1 50,6	31,8 * 41,1 * 45,0 45,4 45,9	31,8 * 41,1 * 41,9 42,3 42,7	31,8 * 37,1 37,5 37,8 38,2	— — — — —
5 1/2 FH	177,8 184,1 190,5 196,8	— — — —	45,9 * 57,3 * 69,3 * 72,0	45,9 * 57,3 * 66,2 66,8	45,9 * 57,3 * 62,8 63,4	45,9 * 57,3 * 57,9 58,5	— — — —
NC-56	184,1 190,5 196,8 203,2	— — — —	56,0 * 67,5 * 72,5 73,0	56,0 * 66,5 67,5 68,0	56,0 * 63,5 64,0 64,5	56,0 * 58,5 59,0 59,5	— — — —
6 3/8 Reg	190,5 196,8 203,2 209,5	— — — —	64,5 * 77,5 * 80,0 80,5	64,5 * 74,0 74,5 75,0	64,5 * 70,5 71,0 71,5	64,5 * 65,5 66,0 66,5	— — — —
6 3/8 H-90	190,5 196,8 203,2 209,5	— — — —	64,0 * 77,0 * 83,5 84,5	64,0 * 77,0 * 78,5 79,0	64,0 * 74,0 75,0 75,5	64,0 * 69,0 70,0 70,5	— — — —
NC-61	203,2 209,5 215,9 222,2 228,6	— — — — —	76,0 * 90,5 * 100,5 101,5 102,5	76,0 * 90,5 * 95,0 96,0 96,5	76,0 * 90,5 * 91,5 92,0 93,0	76,0 * 85,5 86,0 87,0 87,5	— — — — —
5 1/2 IF	203,2 209,5 215,9 222,2 228,6 234,9	— — — — — —	78,0 * 92,5 * 103,5 104,0 105,0 106,0	78,0 * 92,5 * 97,5 98,5 99,5 100,0	78,0 * 92,5 * 94,0 94,5 95,5 96,0	78,0 * 88,0 88,5 89,5 90,0 90,5	78,0 * 82,0 82,5 83,5 84,0 85,0

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм				
		71,4	76,2	82,5	88,9	95,2
1	2	3	4	5	6	7
6 $\frac{5}{8}$ FH	215,9	95,0 *	95,0 *	95,0 *	95,0 *	92,5
	222,2	111,5 *	111,5 *	106,0	100,0	93,5
	228,6	116,5	112,5	107,0	101,0	94,0
	234,9	117,5	113,5	107,5	101,5	95,0
	241,3	118,5	114,5	108,5	102,5	95,5
NC-70	228,6	104,5 *	104,5 *	104,5 *	104,5 *	104,5 *
	234,9	123,0 *	123,0 *	123,0 *	123,0 *	123,0 *
	241,3	141,5 *	141,5 *	140,0	133,5	126,5
	247,6	151,0	147,0	141,0	134,5	127,5
	254,0	152,5	148,0	142,0	135,5	128,5
	260,3	153,5	149,0	143,0	136,5	129,5
NC-77	254,0	—	149,5 *	149,5 *	149,5 *	149,5 *
	260,3	—	171,5 *	171,5 *	171,5 *	171,5 *
	266,7	—	194,5 *	187,5	187,5	179,5
	273,0	—	202,0	195,5	188,5	181,0
	279,4	—	203,5	197,0	190,0	182,0

Соединения с широкопроходным отверстием

7 H-90	203,2	74,0 *	74,0 *	74,0 *	74,0 *	—
	209,5	88,0 *	88,0 *	88,0 *	84,5	—
	215,9	100,0	96,0	91,0	85,0	—
7 $\frac{5}{8}$ Reg	215,9	—	83,5 *	83,5 *	83,5 *	83,5 *
	222,2	—	99,5 *	99,5 *	99,5 *	99,5 *
	228,6	—	116,5 *	116,5 *	110,5	103,5
	234,9	—	123,0	117,5	111,0	104,5
	241,3	—	124,0	118,0	112,0	105,5
7 $\frac{5}{8}$ H-90	228,6	—	101,0 *	101,0 *	101,0 *	101,6 *
	234,9	—	119,0 *	119,0 *	119,0 *	119,0 *
	241,3	—	137,5 *	137,5 *	137,5 *	133,5
8 $\frac{5}{8}$ Reg	254,0	—	151,0 *	151,0 *	151,0 *	151,0 *
	260,3	—	173,5 *	173,5 *	173,5 *	173,0
	266,7	—	195,0	188,5	181,5	174,0
8 $\frac{5}{8}$ H-90	260,3	—	157,0 *	157,0 *	157,0 *	157,0 *
	266,7	—	180,0 *	180,0 *	180,0 *	180,0 *

* Момент обусловлен прочностью ниппеля.

Таблица 12.1

Тригонометрические функции углов

Угол	Синус угла	Косинус угла	Тангенс угла
0° 52' 42"	0,015 329 2	0,999 882 5	0,015 331
1° 47' 24"	0,031 236 3	0,999 512 1	0,031 251
3° 34' 36"	0,062 384 1	0,998 052 2	0,062 505
4° 45' 48"	0,083 040 1	0,996 546 2	0,083 327
5° 42' 38"	0,099 503 0	0,995 037 2	0,099 999
7° 07' 30"	0,124 034 4	0,992 277 9	0,124 999

Таблица 12.2

Тригонометрические функции углов

Угол, градус—мин	Синус угла	Косинус угла	Угол, градус—мин	Синус угла	Косинус угла	Угол, градус—мин	Синус угла	Косинус угла
0—30	0,0087	1,0000	15—30	0,2672	0,9636	30—30	0,5075	0,8616
1—00	0,0175	0,9998	16—00	0,2756	0,9613	31—00	0,5150	0,8572
1—30	0,0262	0,9997	16—30	0,2840	0,9588	31—30	0,5225	0,8526
2—00	0,0349	0,9994	17—00	0,2924	0,9563	32—00	0,5299	0,8480
2—30	0,0436	0,9990	17—30	0,3007	0,9537	32—30	0,5373	0,8434
3—00	0,0523	0,9986	18—00	0,3090	0,9511	33—00	0,5446	0,8387
3—30	0,0610	0,9981	18—30	0,3173	0,9483	33—30	0,5519	0,8339
4—00	0,0698	0,9976	19—00	0,3256	0,9455	34—00	0,5592	0,8290
4—30	0,0785	0,9969	19—30	0,3338	0,9426	34—30	0,5664	0,8241
5—00	0,0872	0,9962	20—00	0,3420	0,9397	35—00	0,5736	0,8192
5—30	0,0958	0,9954	20—30	0,3502	0,9367	35—30	0,5807	0,8141
6—00	0,1045	0,9945	21—00	0,3584	0,9336	36—00	0,5878	0,8090
6—30	0,1132	0,9935	21—30	0,3665	0,9304	36—30	0,5948	0,8039
7—00	0,1219	0,9925	22—00	0,3746	0,9272	27—00	0,6018	0,7986
7—30	0,1305	0,9916	22—30	0,3827	0,9239	37—30	0,6088	0,7934
8—00	0,1392	0,9903	23—00	0,3907	0,9205	38—00	0,6157	0,7880
8—30	0,1478	0,9890	23—30	0,3987	0,9171	38—30	0,6225	0,7826
9—00	0,1564	0,9877	24—00	0,4067	0,9135	39—00	0,6293	0,7771
9—30	0,1650	0,9863	24—30	0,4147	0,9100	39—30	0,6361	0,7716
10—00	0,1736	0,9848	25—00	0,4226	0,9063	40—00	0,6428	0,7660
10—30	0,1822	0,9833	25—30	0,4305	0,9026	40—30	0,6494	0,7604
11—00	0,1908	0,9816	26—00	0,4384	0,8988	41—00	0,6561	0,7547
11—30	0,1994	0,9799	26—30	0,4462	0,8949	41—30	0,6626	0,7490
12—00	0,2079	0,9781	27—00	0,4540	0,8910	42—00	0,6691	0,7431
12—30	0,2164	0,9763	27—30	0,4617	0,8870	42—30	0,6756	0,7373
13—00	0,2250	0,9744	28—00	0,4695	0,8829	43—00	0,6820	0,7314
13—30	0,2334	0,9724	28—30	0,4772	0,8788	43—30	0,6884	0,7254
14—00	0,2419	0,9703	29—00	0,4848	0,8746	44—00	0,6947	0,7193
14—30	0,2504	0,9681	29—30	0,4924	0,8704	44—30	0,7009	0,7133
15—00	0,2588	0,9659	30—00	0,5000	0,8660	45—00	0,7071	0,7071

Таблица 12.3

Таблица горизонтальных смещений и укорочений
ствола скважины (в м)

Угол, градус—мин	Горизонтальное смещение			Укорочение		
	Интервал замера кривизны, м					
	5	10	20	5	10	20
Г	2	3	4	5	6	7
0—30	0,04	0,09	0,17	—	—	—
1—00	0,09	0,17	0,35	—	—	—
1—30	0,13	0,26	0,52	—	—	0,01
2—00	0,17	0,35	0,70	—	0,01	0,01
2—30	0,22	0,44	0,87	—	0,01	0,02
3—00	0,26	0,52	1,04	0,01	0,01	0,03
3—30	0,31	0,61	1,22	0,01	0,02	0,04
4—00	0,35	0,70	1,40	0,01	0,02	0,05
4—30	0,39	0,78	1,56	0,02	0,03	0,06
5—00	0,44	0,87	1,74	0,02	0,04	0,08
5—30	0,48	0,96	1,92	0,02	0,05	0,09
6—00	0,52	1,04	2,09	0,03	0,06	0,11
6—30	0,57	1,13	2,27	0,03	0,06	0,13
7—00	0,61	1,22	2,44	0,04	0,08	0,15
7—30	0,65	1,30	2,61	0,04	0,09	0,17
8—00	0,70	1,39	2,79	0,05	0,10	0,20
8—30	0,74	1,49	2,96	0,06	0,11	0,22
9—00	0,78	1,56	3,13	0,06	0,12	0,25
9—30	0,83	1,65	3,30	0,07	0,14	0,27
10—00	0,87	1,74	3,47	0,08	0,15	0,30
10—30	0,91	1,82	3,64	0,08	0,17	0,34
11—00	0,95	1,91	3,82	0,09	0,18	0,37
11—30	1,00	2,00	3,99	0,10	0,20	0,40
12—00	1,04	2,08	4,16	0,11	0,22	0,44
12—30	1,08	2,16	4,33	0,12	0,24	0,48
13—00	1,12	2,25	4,50	0,13	0,26	0,51
13—30	1,17	2,33	4,67	0,14	0,28	0,55
14—00	1,21	2,42	4,84	0,15	0,30	0,59
14—30	1,25	2,50	5,01	0,16	0,32	0,64
15—00	1,29	2,59	5,17	0,17	0,34	0,68
15—30	1,34	2,67	5,34	0,18	0,36	0,73
16—00	1,38	2,76	5,51	0,19	0,39	0,77
16—30	1,42	2,84	5,68	0,21	0,41	0,82
17—00	1,46	2,92	5,85	0,22	0,44	0,87
17—30	1,50	3,01	6,01	0,23	0,46	0,93
18—00	1,54	3,09	6,18	0,25	0,49	0,98
18—30	1,59	3,17	6,35	0,26	0,52	1,03
19—00	1,63	3,26	6,51	0,28	0,55	1,09
19—30	1,67	3,34	6,67	0,29	0,57	1,15
20—00	1,71	3,42	6,84	0,30	0,60	1,21
20—30	1,75	3,50	7,00	0,32	0,63	1,27
21—00	1,79	3,58	7,17	0,33	0,66	1,33
21—30	1,83	3,66	7,33	0,35	0,70	1,39
22—00	1,87	3,75	7,49	0,36	0,73	1,46
22—30	1,91	3,83	7,65	0,38	0,76	1,52

Продолжение табл. 12.3

1	2	3	4	5	6	7
23—00	1,95	3,91	7,81	0,40	0,80	1,59
23—30	1,99	3,99	7,97	0,42	0,83	1,66
24—00	2,03	4,07	8,13	0,43	0,86	1,73
24—30	2,07	4,15	8,29	0,45	0,90	1,80
25—00	2,11	4,23	8,45	0,47	0,94	1,88
25—30	2,15	4,31	8,61	0,49	0,97	1,95
26—00	2,19	4,38	8,77	0,51	1,01	2,02
26—30	2,23	4,46	8,92	0,53	1,05	2,10
27—00	2,27	4,54	9,08	0,55	1,09	2,18
27—30	2,31	4,62	9,23	0,57	1,13	2,26
28—00	2,35	4,70	9,39	0,59	1,17	2,34
28—30	2,39	4,77	9,54	0,61	1,21	2,42
29—00	2,43	4,85	9,70	0,63	1,25	2,51
29—30	2,46	4,92	9,85	0,65	1,30	2,59
30—00	2,50	5,00	10,00	0,67	1,34	2,69
30—30	2,54	5,07	10,15	0,69	1,38	2,76
31—00	2,58	5,15	10,30	0,71	1,43	2,86
31—30	2,61	5,22	10,45	0,74	1,47	2,95
32—00	2,65	5,30	10,60	0,76	1,52	3,04
32—30	2,69	5,37	10,75	0,78	1,57	3,14
33—00	2,72	5,45	10,89	0,81	1,61	3,22
33—30	2,76	5,52	11,04	0,83	1,66	3,32
34—00	2,80	5,59	11,18	0,85	1,71	3,42
34—30	2,83	5,66	11,33	0,88	1,76	3,52
35—00	2,87	5,74	11,47	0,90	1,81	3,62
35—30	2,90	5,81	11,61	0,93	1,86	3,72
36—00	2,94	5,88	11,76	0,96	1,91	3,82
36—30	2,98	5,95	11,90	0,98	1,96	3,92
37—00	3,01	6,02	12,04	1,01	2,01	4,02
37—30	3,04	6,09	12,18	1,03	2,07	4,13
38—00	3,08	6,16	12,31	1,06	2,12	4,24
38—30	3,11	6,22	12,45	1,09	2,17	4,35
39—00	3,15	6,29	12,58	1,12	2,23	4,46
39—30	3,18	6,36	12,72	1,14	2,28	4,57
40—00	3,21	6,43	12,86	1,17	2,34	4,68
40—30	3,25	6,49	12,99	1,20	2,40	4,79
41—00	3,28	6,56	13,12	1,23	2,45	4,91
41—30	3,31	6,63	13,23	1,26	2,51	5,02
42—00	3,35	6,69	13,38	1,28	2,57	5,14
42—30	3,38	6,75	13,51	1,31	2,63	5,26
43—00	3,41	6,82	13,64	1,34	2,69	5,37
43—30	3,44	6,88	13,77	1,37	2,75	5,49
44—00	3,47	6,95	13,89	1,40	2,81	5,61
44—30	3,50	7,01	14,02	1,43	2,87	5,73
45—00	3,54	7,07	14,14	1,46	2,93	5,86
45—30	3,57	7,13	14,26	1,50	3,00	6,00
46—00	3,60	7,19	14,39	1,53	3,06	6,11
46—30	3,63	7,25	14,51	1,56	3,12	6,24
47—00	3,66	7,31	14,63	1,59	3,18	6,36
47—30	3,69	7,37	14,74	1,62	3,24	6,49
48—00	3,72	7,43	14,86	1,65	3,31	6,62
48—30	3,74	7,49	14,98	1,69	3,37	6,75
49—00	3,77	7,55	15,09	1,72	3,44	6,88
49—30	3,80	7,60	15,21	1,75	3,51	7,01

1	2	3	4	5	6	7
50—00	3,83	7,66	15,32	1,78	3,57	7,14
50—30	3,86	7,72	15,43	1,82	3,64	7,28
51—00	3,88	7,77	15,54	1,85	3,71	7,41
51—30	3,91	7,83	15,65	1,89	3,78	7,55
52—00	3,94	7,88	15,76	1,92	3,84	7,69
52—30	3,97	7,93	15,87	1,96	3,91	7,82
53—00	3,99	7,99	15,99	1,99	3,98	7,96
53—30	4,02	8,04	16,08	2,02	4,05	8,10
54—00	4,05	8,09	16,18	2,06	4,12	8,24
54—30	4,07	8,14	16,28	2,10	4,19	8,39
55—00	4,10	8,19	16,38	2,13	4,26	8,53
55—30	4,12	8,24	16,48	2,17	4,34	8,67
56—00	4,14	8,29	16,58	2,20	4,41	8,82
56—30	4,17	8,34	16,68	2,24	4,48	8,96
57—00	4,19	8,39	16,77	2,28	4,55	9,11
57—30	4,22	8,43	16,87	2,31	4,63	9,25
58—00	4,24	8,48	16,96	2,35	4,70	9,40
58—30	4,26	8,53	17,05	2,39	4,77	9,55
59—00	4,28	8,57	17,14	2,42	4,85	9,70
59—30	4,31	8,62	17,23	2,46	4,92	9,85
60—00	4,33	8,66	17,32	2,50	5,00	10,00

Таблица 12.4

Международная система единиц
Ст СЭВ 1052—78, ГОСТ 8.417—81

Наименование	Система МКС	Система СИ	
		основная	рекомендуемая, кратная
Длина	м	м	мм, см, км
Время	сек	с	мин, ч, сутки
Сила	кГс	Н	мН, кН, МН
Плоский угол	градус	радиан	градус, минута, секунда
Давление	кГс/см ²	Па	МПа, кПа, МПа
Момент силы	кГс·м	Н·м	кН·м, МН·м
Площадь	см ²	м ²	мм ² , см ² , дм ² , км ²
Объем	см ³	м ³	мм ³ , см ³ , л
Масса	кг	кг	мг, г, т
Плотность	г/см ³	кг/м ³	г/см ³ , кг/л, т/м ³
Скорость	м/сек	м/с	—
Частота	сек ⁻¹	с ⁻¹	—
Мощность	вт	Вт	кВт, МВт
Температура	°С	К	°С
Частота вращения ротора	об/мин	об/мин	—
Интенсивность промывки	л/сек	—	л/с, м ³ /ч, м ³ /сут
Прочность материала	кГс/мм ²	—	Н/мм ² , Н/см ²

Примечание. В технических расчетах допускается применение переводных эквивалентов: 1 кГс = 10 Н, 1 кГс/см² = 0,1 МПа, 1 кГс·м = 10 Н·м, 1 кГс/мм² = 10 Н/мм².

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аветисян Н. Г., Шеметов В. Ю. Предупреждение нарушений устойчивости горных пород под действием осмотического массопереноса. М., ВНИИОЭНГ, 1980.
2. Александров М. М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. М., Недра, 1982.
3. Алексеевский Г. В. Буровые установки Уралмашзавода. М., Недра, 1981.
4. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов/В. Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данелянц, А. А. Шенна. М., Недра, 1980.
5. Булатов А. И., Ивмайлос Л. Б., Лебедев О. А. Проектирование конструкций скважин. М., Недра, 1979.
6. Варламов П. С., Снежко М. П. Оборудование для испытания пластов в процессе бурения глубоких скважин. — РНТС «Бурение», 1982, № 9, с. 24—26.
7. Влияние различных факторов на продолжительность освоения скважин/М. Г. Газимов, Ю. А. Имамаликов, Н. И. Рылов, Я. И. Сулейманов. — РНТС «Бурение», 1983, № 2, с. 14—16.
8. Вовчановский И. Ф. Породоразрушающий инструмент на основе славутича для бурения глубоких скважин. Киев, Наукова думка, 1979.
9. Волков А. С., Долгов В. П. Вращательное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1982.
10. Гульянц Г. М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. М., Недра, 1983.
11. Добкин В. А., Никитин Г. М., Утробин А. А. Обслуживание и ремонт гидравлических забойных двигателей. М., Недра, 1983.
12. Еникеев М. Д. Особенности технологии и совершенствование техники испытания пластов в процессе бурения наклонно-направленных скважин. — РНТС «Бурение», 1982, № 9, с. 13—15.
13. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин/М. Т. Гусман, Д. Ф. Балденко, А. М. Кочнев, С. С. Никомаев. М., Недра, 1981.
14. Забойные двигатели и запасные части. Каталог/И. Я. Вальдман, А. М. Паньков, А. Б. Ильин, К. Н. Колодина. М., Недра, 1980.
15. Карнаузов М. Л., Рязанцев Н. Ф. Справочник по испытанию скважин. М., Недра, 1984.
16. Касьянов Н. М. Опыт применения инвертной эмульсии для бурения и заканчивания скважин. — Труды ВНИИБТ, 1979, т. XIV, с. 46—56.
17. Ковалева З. С., Мариампольский Н. А. Известковые буровые растворы с пониженным рН. — РНТС «Бурение», 1980, № 7, с. 14—16.
18. Колесникова Т. И., Агеев Ю. Н. Буровые растворы и крепление скважин. М., Недра, 1975.
19. Кривоненков С. П., Максименко Б. П. Исследование гидравлических сопротивлений в керноотборном инструменте. — РНТС «Бурение», 1983, № 3, с. 9—10.
20. Ладыга А. В. Применение пружинных центраторов для обсадных колонн. — РНТС «Бурение», 1979, № 9, с. 32—36.
21. Лернер Р. С. Применение водорастворимых акриловых полимеров для обработки буровых растворов. — Труды ВНИИБТ, 1979, т. XIV, с. 63—71.
22. Лукманов Р. Р. Определение градиентов давления гидроразрыва продуктивного пласта при проводке скважин на Арланском месторождении. — РНТС «Бурение», 1982, № 7, с. 6—7.
23. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин, РД 39-2-399—80. М., ВНИИБТ, 1982.
24. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов. М., Недра, 1979.

25. Некоторые вопросы применения калиевых растворов/М. Р. Мавлютов, Р. Г. Ягафаров, Н. И. Крысин, Р. М. Абзгильдия. — РНТС «Бурение», 1980, № 3, с. 18—19.
26. Неразрушающий контроль бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977.
27. Орлов А. В. О выборе насадок для гидромониторных долот и цилиндровых втулок буровых насосов. — РНТС «Бурение», 1982, № 2, с. 2—5.
28. Орлов А. В., Близиных В. Ю., Липсон Э. А. Влияние величины диаметра зазора на конструкцию скважины. — РНТС «Бурение», 1982, № 1, с. 4—7.
29. Применение малосиликатных буровых растворов для разбуривания неустойчивых глинистых отложений /А. М. Селиханович, Р. Х. Ишмаков, Н. П. Чадина, В. П. Скворцов. — РНТС «Бурение», 1980, № 6, с. 17—18.
30. Резниченко И. Н., Егоренко Б. Ф. Номограмма для определения оптимального состава и содержания твердой фазы бурового раствора. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1975, с. 334—342.
31. Руководство по ликвидации прихватов бурильного инструмента с применением ударного устройства типа УЛП, РД 39-2-739—82. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1982.
32. Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам. М., Недра, 1979.
33. Саркисов Г. М., Сароян А. Е., Бурмистров А. Г. Прочность крепления стенок нефтяных скважин. М., Недра, 1977.
34. Сароян А. Е. Проектирование бурильных колонн. М., Недра, 1971.
35. Северинчик Н. А., Копей Б. В. Долговечность и надежность геолого-разведочных бурильных труб. М., Недра, 1979.
36. Северинчик Н. А., Копей Б. В., Мигаль И. Г. Выносливость бурильных труб с высаженными концами повышенных групп прочности в коррозионной среде. — Нефтяное хозяйство, 1980, № 3, с. 19—21.
37. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1977.
38. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство/А. Е. Сароян, Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский. М., Недра, 1976.
39. Хуришудов В. А., Хазов В. А., Бочарова З. А. К вопросу построения графиков совмещенных давлений для проектирования конструкций скважин с АВПД. — Труды СевКавНИПИнефть, 1976, № 24, с. 9—17.
40. Шалин П. И., Пешалов Ю. А. Совершенствование конструкций глубоких скважин. — ЭИ «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», ВНИИЭгазпром, 1980, № 6.
41. Шульга В. Г., Бухаленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1978.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Выбор технологических регламентов бурения скважины	3
1.1. Выбор конструкции скважины	3
1.2. Выбор профиля скважины	6
1.3. Выбор типа шарошечного долота и диаметра гидромониторных насадок	7
2. Породоразрушающий инструмент	13
2.1. Долота шарошечные	13
2.2. Причины аномального износа шарошечных долот	17
2.3. Головки бурильные	18
2.4. Режимы отработки шарошечных долот	19
2.5. Кодирование износа шарошечных долот	22
2.6. Долота лопастные	23
2.7. Алмазные долота и область их применения	28
2.8. Применение графиков рентабельной отработки алмазных долот	33
2.9. Удельные моменты долот	39
3. Забойные двигатели и керноприемные устройства	41
3.1. Параметры забойных двигателей	41
3.2. Быстроизнашивающиеся детали забойных двигателей	44
3.3. Взаимозаменяемость деталей забойных двигателей	46
3.4. Подшипники в забойных двигателях	47
3.5. Резьбы в забойных двигателях	48
3.6. Устройства керноприемные роторные	49
3.7. Компоновка кернорвателей	50
4. Бурильная колонна	51
4.1. Трубы бурильные ведущие кованные	51
4.2. Трубы бурильные утяжеленные	54
4.3. Классификация стальных бурильных труб	59
4.4. Стальные бурильные трубы и допустимый их износ	66
4.5. Прочностная характеристика бурильных труб	68
4.6. Алюминиевые бурильные трубы	72
4.7. Прочностная характеристика алюминиевых бурильных труб	73
4.8. Оснастка бурильной колонны	75
4.9. Расчет колонны бурильных труб на прочность	92
4.10. Расчет бурильных труб на выносливость	96
4.11. Проверка двухразмерной бурильной колонны на прочность	97
5. Промывка скважины	100
5.1. Классификация промывочных жидкостей	100
5.2. Растворы, рекомендуемые для бурения пород, и их состав	101
5.3. Состав и содержание растворов химических реагентов	107
5.4. Материалы для приготовления и утяжеления промывочных жидкостей	108
5.5. Утяжеление промывочных жидкостей	114
5.6. Концентрация веществ в растворах	116
5.7. Подача насосов У8-6М, У8-7М	117
5.8. Потери давления в элементах обвязки бурильной колонны	118
5.9. Рукава резиновые	123
5.10. Задвижки для обвязки буровых насосов	124
5.11. Вертлюги буровые	125

Разобшение пластов	126
Обсадные трубы	133
Маркировка зарубежных обсадных труб	134
Давление опрессовки	138
Смазки для герметизации резьб	138
Прочностные характеристики обсадных труб	143
Расчет обсадных колонн	149
Испытание скважин на герметичность	151
Расчет натяжения обсадной колонны	153
Определение проходимости обсадных колонн при спуске	154
Расчет промежуточных колонн на износ	158
Расчет расстояний между центраторами	160
Элементы оснастки обсадных колонн	172
Пакеры для предотвращения затрубных проявлений	175
Подача и давление, развиваемые цементировочными агрегатами	175
Головки колонные цементировочные	176
Материалы, применяемые при разобшении пластов	180
Определение забойной температуры перед цементированием	183
Методика расчета установки цементных мостов	184
Расчет объема буферной жидкости	184
Гидродинамический расчет цементирования	186
Объемы внутреннего пространства труб, междоколонного и затрубного пространства	195
Инструмент для ликвидации аварий	195
Метчики	197
Колокола	199
Труболовки	202
Фрезеры	203
Прочий инструмент	211
Определение глубины прихвата по удлинению свободной части	213
Противовыбросовое оборудование	213
Головки колонные	217
Катушки фланцевые	218
Оборудование для обвязки обсадных колонн	221
Оборудование противовыбросовое	229
Головки герметизирующие	230
Исследование скважин	230
Испытатели и опробователи пластов	231
Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	238
Расчет колонны насосно-компрессорных труб	243
Оснастка колонн	245
Пакеры, якоря	250
Арматура фонтанная	252
Спуско-подъемное оборудование и принадлежности	252
1. Канаты стальные	254
2. Элеваторы и спайдеры	259
3. Штропы	259
4. Ключи	263
5. Блоки	264
Типы и размеры резьб	264
1. Профили резьб и размеры резьбовых соединений	281
2. Крутящие моменты для сдвигания резьб	287
Вспомогательные таблицы	281
Список литературы	

СПУТНИК БУРОВИКА

Редактор издательства Т. А. Чопорова

Художественный редактор В. В. Шутько

Технические редакторы: Л. Я. Голова, Л. А. Мурашова

Корректор М. В. Чаплыгина

ИБ № 6710

Сдано в набор 03.09.85. Подписано в печать 30.12.85. Т-23751.
Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 1. Гарнитура
литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 18,5.
Усл. кр.-отт. 18,5. Уч.-изд. л. 22,5. Тираж 21 500 экз.
Заказ 234/904-5. Цена 1 р. 50 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633,
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного
Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга»
им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государ-
ственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии
и книжной торговли.
193144, г. Ленинград, ул. Моисеенко, 10.