Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!
Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

ББК 33.131
И 75
УДК 622.24 (031)

Иогансен К. В.

И 75 Спутник буровика: Справочник. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1990. — 303 с.: ил.
ISBN 5-247-01787-0

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 их испытанию. Для проведения необходимых расчетов даны прочностные характеристики, формулы, методики, номограммы, графики. В третьем издании (2-е изд. — 1986) отражены последние достижения техники и технологии бурения.

Для инженерно-технических работников, занимающихся бурением скважин.

И $\frac{2503010300-085}{043\ (01)-90}$ 283—90 ББК 33.131

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Иогансен Константин Владимирович

СПУТНИК БУРОВИКА

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*
Редактор издательства *А. И. Ровинская*
Технический редактор *Г. В. Лехова*
Корректор *И. П. Розанова*

ИБ № 8483

Сдано в набор 25.09.89. Подписано в печать 30.12.89. Т-17100. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная для офсетной печати. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 19,0. Усл. кр.-отт. 19,0. Уч.-изд. л. 21,0. Тираж 23000 экз. Заказ 862/2480—4. Цена 1 р. 40 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени издательства «Машиностроение» при Государственном комитете СССР по печати,
193144, г. Ленинград, ул. Моисеенко, 10.

ISBN 5-247-01787-0

© Издательство «Недра», 1981
© К. В. Иогансен, 1990, с изменениями и дополнениями

1. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1.1. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

При проектировании к конструкции скважины предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоемкость, недопущение геологических осложнений, увеличение коммерческих скоростей бурения и т. п. Но главный критерий надежности конструкции скважин — недопущение грифонообразования после герметизации устья при возникшем флюидопроявлении или в процессе его ликвидации.

Пластовый флюид при поступлении в ствол скважины снижает средневзвешенную плотность промывочной жидкости в затрубном пространстве. Величина снижения плотности указывается геологической службой предприятия в технической части проекта на строительство данной скважины; она колеблется в широком диапазоне и может достигать на газовых месторождениях 100 %. Поэтому после закрытия превенторов в случае флюидопроявления в стволе скважины возникает внутреннее давление (рис. 1.1). Во время длительного простоя вследствие выделения из флюида

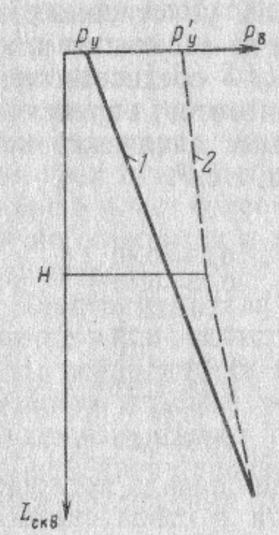


Рис. 1.1. Распределение внутреннего давления по стволу скважины:
1 — в начале проявления; *2* — при полном замещении промывочной жидкости газом и поглощении его на глубине *H*

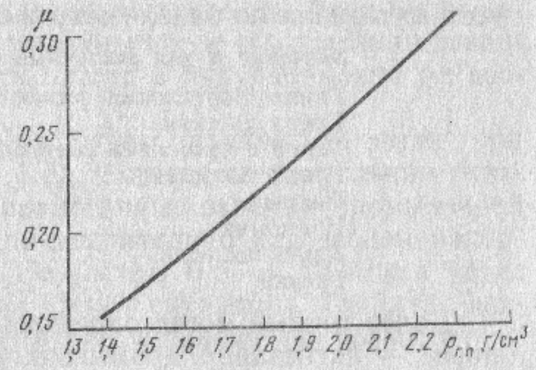


Рис. 1.2. Зависимость коэффициента Пуассона от плотности горных пород

газа, пузырьки которого всплывают, на устье скважины образуется газовая шапка. Но при достижении на устье определенного давления начинается поглощение в пласт и может произойти полное замещение промывочной жидкости в стволе скважины пластовым или попутным газом. Поэтому при газовом факторе более 100 м³/т нефтяную скважину необходимо рассчитывать как газовую. В результате всплытия газа и соответственно оттеснения жидкости в пласт из ствола скважины величина внутреннего давления перераспределяется по глубине (см. рис. 1.1). Поэтому для предотвращения гидроразрыва пород в открытой части ствола, а следовательно, и грифонообразования, необходимо, чтобы внутреннее давление, действующее на горные породы, было меньше давления начала поглощения.

Давления начала поглощения и гидроразрыва для глиносодержащих пород практически мало отличаются друг от друга. А в сильно кавернозных, трещиноватых или имеющих большую открытую пористость породах давление начала поглощения незначительно превышает пластовое.

В первом приближении давление начала поглощения (МПа) на глубине L можно вычислить по известным формулам и для дальнейших расчетов принять меньшее из полученных значений:

$$p_{пог} = 0{,}0088L + 0{,}66p_{пл}, \qquad p_{пог} = \frac{\mu}{1-\mu}(p_{гор} - p_{пл}) + p_{пл},$$

$$p_{пог} = 2 \cdot 10^{-4}L + 2{,}89 \cdot 10^{-6}L\beta^{0{,}572},$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине L, МПа; $p_{гор}$ — горное давление вышележащих горизонтов, МПа, $p_{гор} = 0{,}01\rho_{гор}L$; μ — коэффициент Пуассона (для нормально уплотненных глин значение μ приведено на рис. 1.2); β — угол залегания пластов майкопских глин на глубине L, градус; $\rho_{гор}$ — средневзвешенная плотность горных пород вышележащих горизонтов, определяемая геофизическими методами или лабораторными анализами кернового материала по близлежащим скважинам, г/см³.

Значение μ для различных пород

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

Более точный метод определения давления начала поглощения пород — нагнетание промывочной жидкости в ствол скважины. После разбуривания цементного стакана и башмака обсадной колонны необходимо бурить ствол скважины на 1—2 м и довести все параметры промывочной жидкости до указанных в геолого-техническом наряде (ГТН) величин, затем поднять инструмент в башмак колонны, закрыть превентор и закачать промывочную жид-

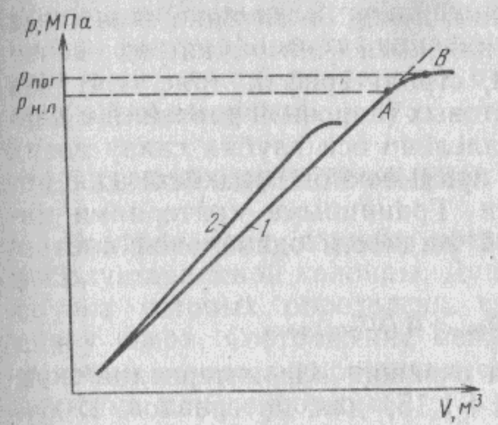


Рис. 1.3. График давления при закачивании в пласт воды (кривая *2*) и промывочной жидкости (кривая *1*)

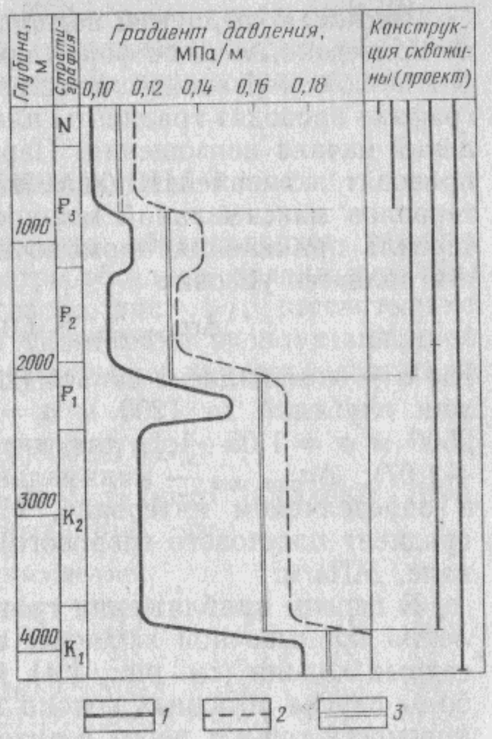


Рис. 1.4. График совмещенных давлений для выбора конструкции скважины:

1, *2*, *3* — градиенты давлений порового, поглощения, промывочной жидкости соответственно

кость через бурильные трубы до начала поглощения ее в пласт.

Закачку необходимо производить порциями по 40—50 л с интенсивностью 40—60 л/мин, после каждой порции давать выдержку времени 1,5—2 мин для стабилизации давления. Точка A отклонения от прямолинейной зависимости указывает на начало поглощения пород (рис. 1.3). Продолжать закачку до получения двух-трех точек стабилизации давления (точка B). Если будет закачано в пласт более 0,5 м³, то трещины после сбрасывания давления не сомкнутся и целостность пласта в будущем может не восстановиться.

Давление начала поглощения будет значительно ниже при закачке воды в пласт (см. рис. 1.3). В процессе углубления скважины периодически проводят аналогичные закачки промывочной жидкости в пласт, установив предварительно над забоем пакер. Давление снижают плавно со скоростью 0,5—1 МПа/мин через штуцер, иначе произойдет обвал стенок скважины. Градиент давления поглощения $\Delta\alpha_{пог}$ (МПа/м) рассчитывают по формуле

$$\Delta\alpha_{пог} = \frac{p_{б.т}}{L} + 0{,}01\rho_{ж},$$

где $p_{б.т}$ — давление в бурильных трубах на устье в момент начала поглощения, МПа (точка A, рис. 1.3); $\rho_{ж}$ — плотность промывочной жидкости при бурении в определяемом интервале, г/см³.

Рассчитав градиенты поглощения пород по глубине скважины по приведенным выше формулам или имея фактические их значения по близлежащим скважинам, строят график (рис. 1.4). На графике проводят градиенты пластовых (поровых) давлений и давлений начала поглощения. Параллельно оси глубин снизу вверх проводят эквиваленты давлений промывочной жидкости для интервалов максимальной мощности. Граничными критериями интервала применения промывочной жидкости одинаковой плотности является условие

$$\Delta\alpha_{\text{пог. min}} \geqslant 0{,}01\rho_{\text{ж}} \geqslant a\,\Delta\alpha_{\text{пл. max}},$$

где a — коэффициент запаса (для скважин или интервалов скважин глубиной до 1200 м $a = 1 \div 1{,}15$, для интервалов 1200—2500 м $a = 1{,}05 \div 1{,}1$, для интервалов ниже 2500 м $a = 1{,}04 \div 1{,}07$); $\Delta\alpha_{\text{пог. min}}$ — минимальный градиент поглощения пород в определяемом интервале, МПа/м; $\Delta\alpha_{\text{пл. max}}$ — максимальный градиент пластового (порового) давления в определяемом интервале, МПа/м.

В первом приближении границы изменения эквивалентов давления промывочной жидкости и являются глубинами спуска обсадных колонн (см. рис. 1.4). Определенные таким методом глубины спуска обсадных колонн H должны удовлетворять условию прочности горных пород в интервале необсаженного ствола скважины (т. е. до момента спуска следующей обсадной колонны) в случае ликвидации флюидопроявления:

$$H \geqslant H_{\text{сл}} \frac{\Delta\alpha_{\text{пл}} - 0{,}01\rho_0}{K\,\Delta\alpha_{\text{пог}} - 0{,}01\rho_0},$$

где $\Delta\alpha_{\text{пл}}$ — проектный градиент пластового давления на глубине спуска последующей обсадной колонны $H_{\text{сл}}$, МПа/м; $\Delta\alpha_{\text{пог}}$ — проектный градиент начала поглощения пород под башмаком обсадной колонны на глубине H, МПа/м; ρ_0 — плотность промывочной жидкости с учетом поступления в нее пластового флюида в процессе проявления, г/см³ (для газовых скважин глубиной до 1200 м $\rho_0 = 0$; в остальных случаях величина ρ_0 указывается геологической службой предприятия); K — коэффициент безопасности, $K = 0{,}9 \div 0{,}95$.

Соблюдение этой зависимости обязательно, так как известны случаи грифонообразования при глубине спущенной колонны более 1200 м. Проверив правильность расчета глубины спуска последней промежуточной колонны, уточняют глубины спуска всех предыдущих колонн вплоть до кондуктора.

Во время эксплуатации скважины, а также открытого фонтана, происходит прогрев обсадных колонн, цементного камня за ними и всего комплекса горных пород. Поэтому при наличии в разрезе многолетнемерзлых пород с открытой льдистостью обсадная колонна (кондуктор или даже первая промежуточная) должна быть спущена на 50—100 м ниже границы нулевой изотермы

в плотные породы. В противном случае даже после нескольких часов фонтанирования скважины (из неперекрытого обсадной колонной пласта) происходят оттаивание пород, провал устья и грифонообразование.

1.2. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Геологическая служба предприятия обусловливает диаметр эксплуатационной колонны. Диаметры обсадных колонн, глубины спуска которых определены согласно рис. 1.1, рассчитывают снизу вверх. Соотношение между диаметрами эксплуатационной колонны и долота выбирают в соответствии с приведенными ниже данными или по формуле

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

где $D_{\text{д}}$ — диаметр долота, мм; D — диаметр обсадных труб, мм; $D_{\text{м}}$ — 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 *
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 *	—	298,9	351,0	425,5

* Безмуфтовые трубы.

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

Для глубоких скважин после определения конструкции проводят 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 спускоподъемных операций (СПО) под следующую колонну по приведенной ниже методике. Все обсадные колонны, спускаемые в искривленные участки ствола скважины, проверяют на проходимость в этих участках.

Минимальные диаметры УБТ наддолотного комплекта, обеспечивающие успешный спуск обсадных колонн в скважину, приведены в табл. 1.1.

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

$$\frac{6000}{q} \leqslant l \geqslant \frac{D_{\text{д}} - d_{\text{УБТ}}}{0{,}0349\,\Delta\psi},$$

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

Таблица 1.1

Диаметр обсадной колонны	[Δψ]	Диаметр долота, мм								
		490	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, градус на 10 м.

Жесткость УБТ, обеспечивающая успешный спуск обсадных колонн

$$\frac{d^4_{\text{УБТ}} - d^4_{\text{в УБТ}}}{D^4 - D^4_{\text{в}}} \geqslant 1,$$

где $d_{\text{УБТ}}$ и $d_{\text{в. УБТ}}$ — наружный и внутренний диаметры УБТ, см; D и $D_{\text{в}}$ — наружный и внутренний диаметры спускаемых обсадных труб, см.

Соотношение диаметров долот и забойных двигателей ОСТ 26-02-954—74

Диаметр долота, мм	97—114	118—132	132,7—158,7
Диаметр забойного двигателя, мм	85	105	127
Диаметр долота, мм	161—172	187,3—190,5	196,9—200
Диаметр забойного двигателя, мм	143	164	172
Диаметр долота, мм	212,7—228,6	243—250,8	269,9
Диаметр забойного двигателя, мм	195	215	240
Диаметр долота, мм	295—320	346—508	
Диаметр забойного двигателя, мм	265	315	

1.3. ВЫБОР ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ

При необходимости проводки наклонной скважины с заданным геологической службой предприятия отходом от вертикали A технологическая служба выбирает профиль (рис. 1.5), основы-

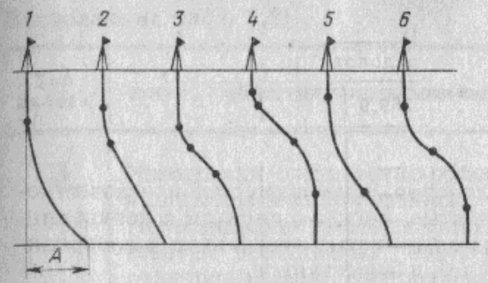


Рис. 1.5. Типы профилей наклонных скважин с отходом от вертикали A:
1 — двухинтервальный; *2*, *5* — трехинтервальный; *3*, *6* — четырехинтервальный; *4* — пятиинтервальный

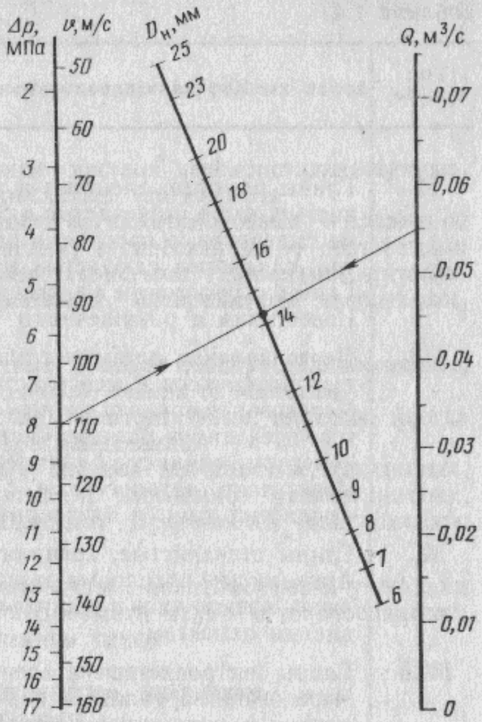


Рис. 1.6. Номограмма определения диаметра насадок для получения гидромониторного эффекта

ваясь на ее расчетной конструкции, технических возможностях предприятия, квалификации и опыте исполнителей, достигнутом технологическом уровне бурения в данном регионе. При выборе профиля необходимо учитывать естественное искривление скважин в азимутной плоскости, имеющееся на данном месторождении. В случае дальнейшей эксплуатации скважин штанговыми насосами градиент кривизны ствола в интервале над насосом не должен превышать 0,5° на 10 м во избежание протирания труб и поломки штанг.

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

1.4. ВЫБОР ТИПА ШАРОШЕЧНОГО ДОЛОТА

Рациональное сочетание типа шарошечного долота и разбуриваемой породы приведено в табл. 1.2.

Диаметр насадок $D_{\text{н}}$ шарошечных долот выбирают по номограмме (рис. 1.6).

Таблица 1.2

Тип долота	Краткая литологическая характеристика горных пород
М	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчаников и алевролитов, глинистых слюдистых мергелей и известняков Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла Известняки и ракушечники
МЗ	Переслаивание плотных глин, алевролитов, глинистых или карбонатных песчаников и мергелистых известняков Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых; алевролитов, песчаников разнозернистых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев Известняки органогенные с прослоями разнозернистых песчаников, слюдистых глин и алевролитов
МС	Глины песчанистые, аргиллитоподобные, опоковидные Аргиллиты с прослоями разнозернистых песчаников, 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, слабослюдистыми Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные, с прослоями песчаников и глин Известняки органогенные, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов Переслаивание песчаников 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 писчий Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевритистые, известковистые, слюдистые, иногда загипсованные Аргиллиты слоистые, известковистые; мергели песчанистые Песчаники различной плотности, разнозернистые, часто известковистые и глинистые; алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков
СТ	Известняки и доломиты разнозернистые, иногда брекчиевидные, неравномерно глинистые, участками окремнелые Переслаивание глин алевритистых, алевролитов, песчаников слабосцементированных, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов

Продолжение табл. 1.2

Тип долота	Краткая литологическая характеристика горных пород
СЗ	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитизированные, с прослоями аргиллитов Переслаивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, загипсованных с песчаниками разнозернистыми, кварцевыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремнелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковистыми
Т	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых и песчаников разнозернистых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых. Встречаются конгломераты и гравеллиты
ТЗ, ТКЗ	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, доломитизированные. Доломиты мелко- и тонкозернистые, участками окремнелые, с включением гипса Аргиллиты, иногда окремнелые Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые Роговики, андезиты, андезито-базальты
К	Известняки и доломиты окремнелые
ОК	Алевролиты тонкослоистые Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные Песчаники кварцевые, кварцитовидные Андезиты, андезито-базальты

2. НАКЛОННОЕ БУРЕНИЕ

2.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Наклонно направленные скважины бурят в основном при разработке месторождения кустовым способом. Так как интенсивность набора кривизны при проводке эксплуатационных скважин не превышает 1,3° на 10 м, вписываемость забойных двигателей, обсадных колонн или забойного оборудования при их спуске удовлетворяет установленным требованиям. При разработке месторождений штанговыми насосами во избежание быстрого протирания лифтовой колонны интенсивность набора кривизны желательна не более 0,5° на 10 м. При подъеме компоновок в процессе бурения и ремонтных работ в наклонной скважине возникают значительные силы сопротивления. Поэтому после выбора и расчета профиля необходимо определить проектные усилия на крюке при подъеме компоновки в процессе бурения и при подъеме НКТ для замены забойного оборудования (см. разд. 5). При интенсивности набора кривизны более 0,6° на 10 м обсадную колонну в случае необходимости поднять практически невозможно. На практике силы сопротивления при подъеме НКТ могут в 1,1—1,5 раза превысить собственный вес.

При бурении наклонных скважин необходимо учитывать следующее:

расстояние между устьями скважин на кусте должно быть не менее 2 м для нефтяных и 3 м для газовых скважин при бурении с МСП и 5 м при бурении нефтяных скважин на суше;

глубина зарезки наклонного участка на каждой последующей скважине, отличающейся по азимуту менее чем на 20° от предыдущей, увеличивается на 30 и 50 м при глубине зарезки соответственно до 500 м и свыше 500 м;

начало набора кривизны должно быть ниже башмака обсадной колонны минимум на 30 м;

масса УБТ над кривым переводником должна не менее чем в 1,5 раза превышать массу турбобура;

при темпах набора или спада кривизны более 0,6° на 10 м в стволе скважины образуются желобные выработки;

исправление азимута при наклоне ствола более 20° очень сложно и всегда сопровождается снижением угла;

темп исправления азимута при углах наклона более 15° не должен превышать 30° на 100 м;

периодичность определения направления ствола инклинометрией осуществляется на участке набора или исправления азимута через 25—50 м, на участках стабилизации или спада кривизны через 200—300 м.

При проектировании профиля предусматривается изменение траектории ствола только в зенитной плоскости.

2.2. РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ

Схема расчета профиля наклонной скважины приведена в табл. 2.1. В формулах приняты следующие обозначения: H — глубина по вертикали; A — отход забоя скважины от устья в

Таблица 2.1

Номер рисунка	Величины		
	задаваемые	расчетные	рассчитываемые для проверки
2.1	—	$R_н$, α, $l_н$	—
2.2	α (или $R_н$)	$R_н$ (или α), $h_н$, $l_н$, $h_{ст}$, $l_{ст}$	$a_н$, $a_{ст}$
2.3	$R_н$, $R_{сп}$, β	α, $l_н$, $l_{сп}$	$a_н$, $a_{сп}$, $h_н$, $h_{сп}$
2.4	$R_н$, $R_{сп}$ α	β, $a_{сп}$, $h_н$, $l_н$, $l_{ст}$, $l_{сп}$	$a_{ст}$

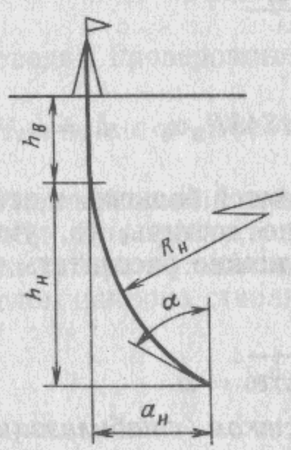


Рис. 2.1. Двухинтервальный профиль

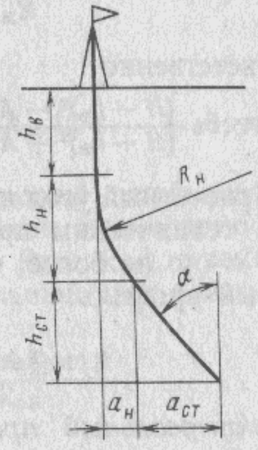


Рис. 2.2. Трехинтервальный профиль с участком стабилизации

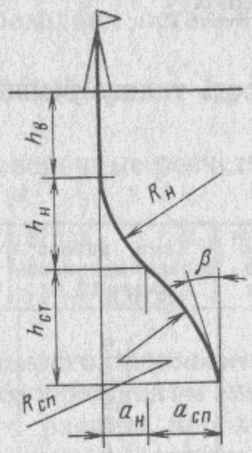


Рис. 2.3. Трехинтервальный профиль без участка стабилизации

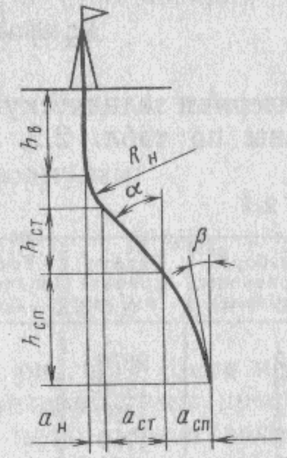


Рис. 2.4. Четырехинтервальный профиль с участком стабилизации

горизонтальной проекции; L — длина скважины по инструменту; $h_в$ — длина вертикального участка ствола скважины от устья; $R_н$, $l_н$, $h_н$, $a_н$ — радиус, длина, вертикальная и горизонтальная проекция участка набора кривизны; $l_{ст}$, $h_{ст}$, $a_{ст}$ — длина, вертикальная и горизонтальная проекции участка стабилизации кривизны; $R_{сп}$, $l_{сп}$, $h_{сп}$, $a_{сп}$ — радиус, длина, вертикальная и горизонтальная проекции участка спада кривизны; α, β — максимальный зенитный и конечный углы наклона ствола скважины (все линейные размеры приведены в м, углы в градусах).

Геологическая служба предприятия задает величины H и A, в случае необходимости и конечный угол β.

Двухинтервальный профиль (см. рис. 2.1).

Так как величина $h_в$ выбрана по геолого-технологическим соображениям, то при заданном значении A возможен только один вариант двухинтервального профиля:

$$R_н = \frac{A^2 + (H - h_в)^2}{2A}$$

или соответственно

$$\alpha = \arccos\frac{(H - h_в)^2 - A^2}{(H - h_в)^2 + A^2}, \qquad l_н = 0{,}01745 R_н \alpha, \qquad L = h_в + l_н.$$

Если расчетный угол наклона α окажется большим и есть опасность по техническим причинам его не достичь, то, уменьшив значение α (но не более, чем до α_{min}), можно рассчитать трехинтервальный профиль.

$$\alpha_{min} = \operatorname{arctg}\frac{A}{H - h_в}.$$

Трехинтервальный профиль с участком стабилизации (см. рис. 2.2).

Задавшись величиной α, находим радиус набора кривизны

$$R_н = \frac{(H - h_в)\sin\alpha - A\cos\alpha}{1 - \cos\alpha}.$$

Проверяем техническую целесообразность такого темпа набора кривизны по табл. 2.2.

Таблица 2.2

Темп набора (спада) кривизны, градус/10 м	Радиус кривизны, м	Темп набора (спада) кривизны, градус/10 м	Радиус кривизны, м	Темп набора (спада) кривизны, градус/10 м	Радиус кривизны, м
0,2	2870	0,7	820	1,2	475
0,3	1900	0,8	715	1,3	440
0,4	1430	0,9	635	1,4	410
0,5	1150	1,0	570	1,5	380
0,6	950	1,1	520	1,6	360

Если величина $R_н$ не удовлетворяет условию по каким-либо соображениям, то, задавшись ее значением методом подбора, определяем соответствующее значение α по приведенному выше равенству. Угол набора кривизны при заданном $R_н$ можно также установить по формуле

$$\alpha = \arccos\frac{R_н(R_н - A) + (H - h_в)\sqrt{(H - h_в)^2 + A^2 - 2AR_н}}{(R_н - A)^2 + (H - h_в)^2}.$$

Определив $R_н$ (или соответственно α), находим остальные элементы профиля:

$$h_н = R_н \sin\alpha, \qquad l_н = 0{,}01745 R_н \alpha, \qquad h_{ст} = H - h_в - h_н,$$

$$l_{ст} = h_{ст}/\cos\alpha, \qquad L = h_в + l_н + l_{ст}.$$

Проводим проверочные расчеты:

$$a_н = (H - h_в)\sin\alpha - A\cos\alpha, \qquad a_{ст} = h_{ст}\operatorname{tg}\alpha, \qquad A = a_н + a_{ст}.$$

Трехинтервальный профиль без участка стабилизации (см. рис. 2.3). Для расчета данного профиля необходимо задаться темпами набора и спада кривизны (т. е. $R_н$ и $R_{сп}$), а также конечным углом наклона ствола β. Максимальный угол наклона ствола

$$\alpha = \arcsin\frac{(H - h_в) + R_{сп}\sin\beta}{R_н + R_{сп}}.$$

Если даже принять конечный угол наклона равным нулю, а радиус набора кривизны 440 м, и при этом максимальный угол α окажется большим, то необходим участок стабилизации.

Определяем остальные элементы профиля:

$$l_н = 0{,}01745 R_н \alpha, \qquad l_{сп} = 0{,}01745 R_{сп}(\alpha - \beta), \qquad L = h_в + l_н + l_{сп}.$$

Проверочные расчеты проводим по формулам:

$$h_н = R_н \sin\alpha, \qquad h_{сп} = R_{сп}(\sin\alpha - \sin\beta); \qquad H = h_в + h_н + h_{сп};$$

$$a_н = R_н(1 - \cos\alpha), \qquad a_{сп} = R_{сп}(\cos\beta - \cos\alpha), \qquad A = a_н + a_{сп}.$$

Четырехинтервальный профиль (см. рис. 2.4). Если по каким-либо соображениям выбран четырехинтервальный профиль, то для его расчета необходимо задаться несколькими величинами: максимальным зенитным углом α, темпом спада кривизны (т. е. $R_{сп}$) и темпом набора кривизны (т. е. $R_н$).

Рассчитаем элементы участка набора кривизны и конечный угол скважины по формулам

$$a_н = R_н(1 - \cos\alpha), \qquad h_н = R_н \sin\alpha, \qquad l_н = 0{,}01745 R_н \alpha,$$

$$\cos(\alpha - \beta) = \frac{R_{сп} - (H - h_в - h_н)\sin\alpha + (A - a_н)\cos\alpha}{R_{сп}}.$$

Определив конечный угол скважины, вычислим остальные элементы профиля:

$$a_{сп} = R_{сп}(\cos\beta - \cos\alpha), \qquad h_{сп} = \frac{a_{сп}}{\operatorname{tg}[(\alpha + \beta)/2]},$$

$$l_{сп} = 0{,}01745 R_{сп}(\alpha - \beta), \qquad h_{ст} = H - h_в - h_н - h_{сп},$$

$$l_{ст} = h_{ст}/\cos\alpha, \qquad L = h_в + l_н + l_{ст} + l_{сп}.$$

Проверочный расчет:

$$a_{ст} = h_{ст}\operatorname{tg}\alpha, \qquad A = a_н + a_{ст} + a_{сп}.$$

Четырехинтервальный профиль требует набора большего зенитного угла, чем трехинтервальный с участком стабилизации, а если необходимо выйти на вертикальный участок ($\beta = 0$), зенитный угол должен быть еще большим.

2.3. КОМПОНОВКИ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Необходимый угол перекоса резьб кривого проводника для набора кривизны определяют по формуле

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

где $\Delta\alpha$ — проектная интенсивность набора кривизны, градус на 10 м; $\alpha_п$ — угол перекоса резьб кривого переводника, градус; L_1 — расстояние от торца долота до плоскости изгиба кривого переводника, м; L_2 — расстояние от плоскости изгиба кривого переводника до верхнего среза турбобура, м;

$$\beta = \arcsin\frac{D_д - D_т}{2L_1}; \qquad \gamma = \arcsin\frac{D_д - D_т}{L_2};$$

$D_д$, $D_т$ — диаметры соответственно долота и турбобура, м.

Для успешного набора кривизны необходимо, чтобы масса верхнего плеча кривой компоновки длиной L_2 была в 1,5 раза больше массы нижнего плеча длиной L_1 при большей или одинаковой жесткости.

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

$$\Delta\alpha \leqslant 573\frac{D_д - D_т}{L_1^2}.$$

Таблица 2.3

Переворот шарошки	Толщина кольца	Переворот шарошки	Толщина кольца	Переворот шарошки	Толщина кольца
20	0,2	70	0,65	120	1,1
30	0,3	80	0,75	130	1,2
40	0,4	90	0,85	140	1,3
50	0,5	100	1,00	150	1,4
60	0,6	110	1,05	160	1,5

Примечание. Размеры в мм.

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

Для успешной и качественной зарезки необходимо, чтобы шарошка долота (желательно третья, так как она имеет более мощную опору) была расположена на верхней образующей плоскости искривления. Толщина регулировочного кольца, расположенного между торцами долота и переводника, в зависимости от переворота оси шарошки от образующей плоскости искривления указана в табл. 2.3 (момент крепления долота 12—14 кН·м).

Набор кривизны с интенсивностью 0,4—0,5° на 10 м можно осуществить центратором, установленным от торца долота на расстоянии 1,2—2 м. Диаметр центратора должен быть меньше диаметра долота на 6—15 мм, длина лопастей не более 300 мм, число лопастей не менее 5, ширина лопасти должна быть равна расстоянию между ними, причем возможен наклон лопастей для полного перекрытия опорной поверхности. Износ центратора по диаметру допускается на 4 мм.

Соотношение диаметров долота и центратора

Диаметр долота, мм	394	295	216	190	161
Диаметр центратора, мм	380	280	206	180	155

Для стабилизации и спада кривизны с интенсивностью 0,2—0,3° на 10 м также можно применять указанный выше центратор. Расстояния от торца долота до места установки центратора (в м) приведены в табл. 2.4. Данные таблицы рассчитаны для условия прочности пород на сжатие $P_ш \geqslant 2000$ МПа, при бурении пород меньшей прочности центратор необходимо приблизить к долоту на 1—3 м, но не ближе чем на 2 м (от долота).

Для более жесткой стабилизации направления ствола скважины можно применять два центратора: один полноразмерный устанавливают сразу над долотом (выполняет функции калибратора), другой диаметром меньше на 6—8 мм — на расстоянии 6—9м от первого.

Нормы допустимых отклонений забоев наклонных скважин от проекта приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.4

Назначение	Диаметр, мм		Угол наклона ствола скважины, градус					
	долота	УБТ, турбобура	5	7	10	15	20	30
Бурение ротором								
Стабилизация кривизны	394	245—203	16	14	13	12	11	10
	295	229—203	11	10	9	8	7	7
	216	178	9	8	7	6	5	5
	190	146	8	7	7	6	5	5
	161	146	5	4	4	3	3	3
Спад кривизны	394	245—203	29	26	24	22	20	18
	295	229—203	22	21	20	18	16	15
	216	178	17	16	14	13	12	11
	190	146	16	15	14	13	12	11
	161	146	12	11	10	9	8	7
Бурение турбобуром								
Стабилизация кривизны	394	324 *	13	12	11	10	9	8
		240	16	15	13	12	11	10
	295	240	10	9	8	7	7	6
	216	195	6	5	5	4	4	3
	190	172	5	4	4	3	3	3
Спад кривизны	394	324 *	25	23	21	19	18	16
		240	27	25	23	20	19	17
	295	240	21	19	17	16	15	14
	216	195	14	13	12	11	10	9
	190	172	13	12	11	10	9	8

* Диаметр кожуха на турбобуре диаметром 240 мм.

Таблица 2.5

Геологические условия	Опорные, поисковые скважины	Разведочные скважины	Эксплуатационные скважины глубиной, м			
			<2000	2000—2500	2500—3000	3000
Платформенные области	5 % H	10 % S, но не более 5 % H	10 % S	12 % S	15 % S	20 % S
Складчатые области	5 % H	10 % S	15 % S	20 % S	25 % S	30 % S

Примечание. H — глубина скважины по вертикали, м; S — расстояние между забоями скважин, м.

3. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

3.1. ДОЛОТА ШАРОШЕЧНЫЕ

ГОСТ 20692—75, ТУ 26-02-874—80

Долота шарошечные выпускают следующих типов: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТКЗ, К, ОК.

Долота различают по расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов: Ц — центральная промывка, Г — гидромониторная промывка, П — центральная продувка, ПГ — боковая продувка.

Опоры шарошек изготовляют: В — на подшипниках с телами качения, Н — на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения), А — на двух и более подшипниках скольжения, У — маслонаполненные опоры с автоматической подачей смазки.

I, II, III — число шарошек долота.

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

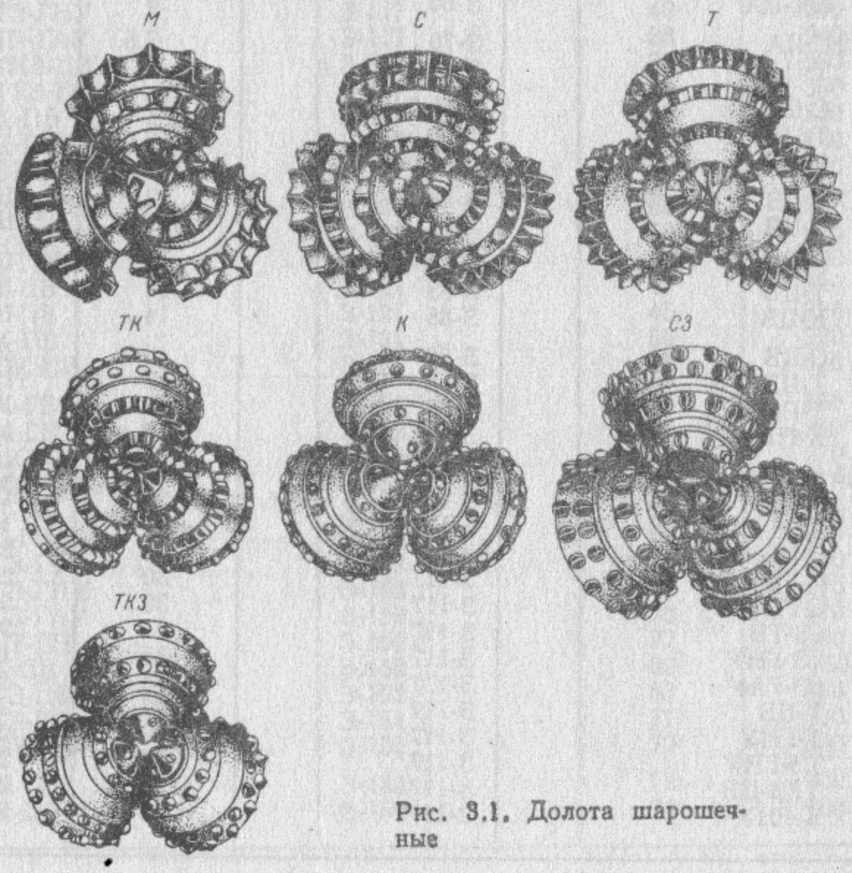


Рис. 3.1. Долота шарошечные

Таблица 3.1

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
	Одношарошечные		
139,7 СЗ-Н	З-88	17	180
161,0 СЗ-Н	З-88	21	250
190,5 СЗ-Н	З-117	37	300
215,9 СЗ-Н	З-117	46	380
	Двушарошечные		
93 С-ЦВ	З-50	3,5	40
93 К-ЦВ	З-50	4	40
112 М-ГВ	З-63,5	6	50
132 М-ГВ	З-63,5	8	65
	Трехшарошечные		
98,4 С-ЦА	З-66	5	80
Т-ЦА	З-66	5	80
ОК-ЦА	З-66	5	80
120,6 С-ЦА	З-76	7,5	140
Т-ЦА	З-76	7	140
132 С-ЦВ	З-63,5	9	65
Т-ЦВ	З-63,5	8	65
К-ЦВ	З-63,5	10	65
139,7 С-ЦВ	З-88	12	100
Т-ЦВ	З-88	12	100
151 С-ЦВ	З-88	13	160
Т-ЦВ	З-88	12	160
К-ЦВ	З-88	14	160
161 С-ЦВ	З-88	18	160
Т-ЦВ	З-88	17	170
Т-ПВ	З-88	17	170
К-ПВ	З-88	18	170
190,5 М-ГВ	З-117	32	200
М-ГН	З-117	30	170
МСЗ-ГАУ	З-117	33	190
С-ЦВ	З-117	28	200
С-ГВ	З-117	30	200
С-ГНУ	З-117	32	240
СЗ-ГВ	З-117	31	200
СЗ-ГНУ	З-117	35	190
СЗ-ГАУ	З-117	33	190
Т-ЦВ	З-117	27	200
Т-ГНУ	З-117	30	270
ТЗ-ГНУ	З-117	32	210
ТКЗ-ЦВ	З-117	29	200
К-ГНУ	З-117	33	250

Продолжение табл. 3.1

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
215,9 М-ГВ	З-117	38	250
М-ПГВ	З-117	38	250
М-ГАУ	З-117	41	170
МЗ-ГВ	З-117	40	250
МЗ-ГНУ	З-117	40	190
МЗ-ГАУ	З-117	40	190
МС-ГВ	З-117	38	250
МС-ГН	З-117	37	250
МС-ГНУ	З-117	37	250
МСЗ-ГН1	З-117	40	380
МСЗ-ГНУ	З-117	40	220
МСЗ-ГАУ	З-117	40	220
С-ГВ	З-117	36	250
С-ГН	З-117	37	380
СЗ-ГВ	З-117	38	250
СЗ-ГНУ	З-117	41	220
СЗ-ГАУ	З-117	41	220
Т-ПВ	З-117	28	250
ТЗ-ЦВ	З-117	33	250
ТЗ-ПВ	З-117	33	250
ТЗ-ГН	З-117	38	240
ТЗ-ГНУ	З-117	40	240
ТЗ-ГАУ	З-117	38	240
ТКЗ-ЦВ	З-117	32	250
ТКЗ-ГН	З-117	40	380
К-ПВ	З-117	30	250
К-ГНУ	З-117	41	280
ОК-ПВ	З-117	30	250
244,5 МСЗ-ГНУ	З-152	66	240
С-ЦВ	З-121	51	320
С-ГНУ	З-152	60	320
Т-ЦВ	З-121	45	320
Т-ПВ	З-121	45	320
К-ПВ	З-121	50	320
ОК-ПВ	З-121	45	320
269,9 М-ГВ	З-152	68	350
М-ГН	З-152	72	240
МСЗ-ГНУ	З-152	77	270
МСЗ-ГАУ	З-152	77	270
С-ГВ	З-152	67	350
С-ГНУ	З-152	66	350
СЗ-ГВ	З-152	73	350
СЗ-ГНУ	З-152	76	270
СЗ-ГАУ	З-152	76	270
СТ-ГН	З-152	72	380
Т-ЦВ	З-152	62	350
ТЗ-ЦВ	З-152	63	350
ТЗ-ГН	З-152	77	300
ОК-ПВ	З-152	70	350
295,3 М-ГВ	З-152	72	400
М-ЦВ	З-152	74	400

Окончание табл. 3.1

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
295,3 МС-ГВ	З-152	77	400
МСЗ-ГНУ	З-152	92	300
С-ЦВ	З-152	74	400
С-ГВ	З-152	77	400
С-ГНУ	З-152	83	400
СЗ-ГВ	З-152	80	400
СЗ-ГНУ	З-152	89	300
СТ-ЦВ	З-152	75	400
Т-ЦВ	З-152	77	400
ТЗ-ЦВ	З-152	77	400
320 С-ГВ	З-152	84	450
Т-ПГВ	З-152	90	450
ТЗ-ПГВ	З-152	100	450
349,2 М-ЦВ	З-152	104	450
М-ГВ	З-152	114	450
С-ЦВ	З-152	103	450
С-ГВ	З-152	115	450
Т-ЦВ	З-152	99	450
393,7 М-ЦВ	З-171	167	470
М-ГВ	З-171	164	470
С-ЦВ	З-171	176	470
С-ГВ	З-171	171	470
Т-ЦВ	З-171	123	470
444,5 С-ЦВ	З-171	252	500
490 С-ЦВ	З-171	316	500

ДОЛОТА ФИРМЫ «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 3.2

Диаметр	Тип долота	Резьба	Масса, кг
190,5	S-J, S-LJ SM-J, SM-DJ, SM-LJ M-J, M-DJ, M-LJ MTA-J, MTA-DJ, MTA-LJ TA-J, TA-LJ TEA-KLJ	З-117	29—31
215,9	S, S-J, S-LJ SM, SM-J, SM-LJ, SM-D, SM-DJ, SM-DLJ M, M-J, M-LJ, M-DLJ MA-J, MA-LJ MTA, MTA-J, MTA-LJ TA, TA-J, TA-LJ, TA-Д TEA-KLJ	З-117	33,5—36,5 39

Окончание табл. 3.2

Диаметр	Тип долота	Резьба	Масса, кг
295,3	S-J SM-J, M-J MA-J MTA, MTA-J TA, TA-J	З-152	83—86
311,2	S, S-J, S-LJ SM, SM-J, SM-DJ, SM-LJ, SM-DLJ M, M-J, M-LJ, M-DLJ MTA, MTA-J, MTA-LJ TA, TA-J, TA-LJ TEA-KLJ	З-152	87—97 102
393,7	S, S-J M, M-J MA-J MTA, MTA-J	З-177	198—207

Примечание. Обозначение долот: S — для мягких пород, SM — для средне-мягких пород, M — для средних пород, MT — для средне-твердых пород, T — для твердых пород, TE — для сверхтвердых пород; A — для абразивных пород; J — гидромониторная система промывки; D — периферийные зубья шарошки усилены твердосплавными вставками; L — долото с герметизированной маслонаполненной опорой; K — шарошки армированы твердосплавными вставками.

ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Таблица 3.3

Диаметр долота, мм	Код долота по IADC	Шифр долота фирм					
		«Хьюз Тул»	«Рид Тул»	«Секьюрити»	«Смит Тул»	«Цукамото Секи»	«Варел»
660	1-1-1	R1	Y11	S3SJ	DSJ	3SS	L3A
	1-2-1	—	—	—	—	—	L3
	1-3-1	R3	Y13	S4TJ	DGJ	—	—
	2-1-1	—	—	—	—	—	L2
	5-1-5	—	—	S84	2JS	—	—
711	1-1-1	—	—	S3SJ	DSJ	—	—
	1-3-1	—	—	S4TJ	DGJ	—	—
	1-3-5	—	—	—	DGHJ	—	—
762	2-3-1	—	—	—	—	—	LH2
914	1-1-1	—	—	—	—	—	L3A

МЕЖДУНАРОДНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ (IADC)

Код классификации шарошечных долот состоит из трех цифр: серия — группа — конструктивное исполнение долота.

СООТВЕТСТВИЕ ТИПОВ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПО КЛАССИФИКАЦИИ IADC

Таблица 3.4

Код IADC	СССР	«Секьюрити» («Дрессер»)	«Смит Интернейшнл»	«Хьюз Тул»	«Рид Тул»	«Цукамото Секи»	«Индустриалэкспортимпорт»	«Варел»
111	—	S3S (J)	DS, DL	R1	Y11	3SS	S (J)	L3A
114	—	S33S	SDS	X3A	S11	3SS-Z	S-LJ	L114
115	—	S33SG	—	—	S11G	—	—	L115
116	—	S33SF	FDS	ATJ1	HP11	3SS-K	S-GJ	L116
121	М-(Ц, Г) В	S3T	DT	R2	Y12	3S	S (J)	L3
123	—	—	DTT	—	—	—	—	—
124	М-ГН	S33	SDT	X3	—	3S-Z	S-LJ	L124
125	—	S33G	—	—	—	—	—	L125
126	М-ГАУ	S33F	FDT	J2	HP12	3S-K	S-GJ	L126
127	—	—	—	—	—	3ST-K	—	—
131	МС-ГВ	S4T	DG	R3	Y13T	3MSS	SM (J)	LH3G
133	—	—	DGT	ODG	—	3MSST	SM-D (J)	—
134	МС-ГН	S44	SDG	X1G	S13	3MSS-Z	SM-LJ	L134
135	—	S44G	SDGH	XDG	S13G	3MSST-Z	SM-DLJ	L135
136	МС-ГНУ	S44F	FDG	J3	HP13	3MSS-K	SMGJ	L136
137	—	S44GF	FDGH	JD3	HP13G	3MSST-K	SM-DGJ	—
211	С-(Ц, Г) В	M4N	V2	R4	Y21	3MS	M (J)	L2
213	—	—	V2H	—	—	3MST	—	—
214	С-ГН	M44N	SV	XV	S21	3MS-Z	M-LJ	L214
215	—	M44NG	SVH	XDV	S21G	3MST-Z	M-DLJ	L215
216	С-ГНУ	M44NF	FV	J4	HP21	3MS-K	M-GJ	L216
217	—	M44NGF	FVH	JD4	HP21G	3MST-K	—	—
221	—	—	—	DR5	Y22R	—	MA (J)	—
223	—	—	—	—	—	—	MA-D (J)	—
231	СТ-ЦВ	—	—	—	—	3MH	MTA (J)	LH2
233	—	DM	T2H	—	—	3MHT	MTA-DJ	—
234	СТ-ГН	—	ST2	—	—	3MH-Z	MTA-LJ	L234
235	—	DMM	+	—	—	3MHT-Z	—	L235
236	—	M44LF	—	—	—	—	MTA-GJ	L236
237	—	—	—	—	—	—	MTA-DGJ	—
311	Т-ЦВ	H7	L4	DR7	Y31	3HS	—	L1
313	—	—	L4H	—	—	3HST	—	—
314	—	H77	—	—	—	3HS-Z	—	L314
315	—	—	—	—	S31G	3HST-Z	—	L315
316	Т-ГНУ	—	—	J7	—	3HS-K	—	L316
317	—	—	—	—	HP31G	3HST-K	—	—
321	—	—	—	R8	—	3H	TA (J)	LH1
323	—	—	—	—	—	3HT	TA-D	—
324	—	—	—	—	—	3H-Z	TA-LJ	—
325	—	—	—	—	—	3HT-Z	—	—
326	—	—	—	—	—	—	TA-GJ	—
327	—	—	—	—	—	—	TA-DGJ	—
341	—	—	—	—	—	3HRJ	—	—
343	—	—	—	—	—	3HRT	—	—
344	—	—	—	—	—	3HR-Z	—	—
345	—	—	—	—	—	3HRT-Z	—	—
346	—	—	—	—	—	3HR-K	—	—
347	—	—	—	—	—	3HRT-K	—	—
417	—	—	—	ATJ-05	—	—	—	—
427	—	S81F	—	—	—	—	—	—
431	М3-ГВ	—	—	—	—	—	—	—
435	—	S82	—	X11	—	—	—	V435
437	М3-ГНУ, М3-ГАУ	S82F	F1	ATJ-11S	HP43A	—	—	V437
445	—	—	15JS	—	—	—	—	—
447	—	—	F15	—	—	—	—	—
515	МС3-ГН	S84	2JS	X22	S51A	Z20	—	V515
517	МС3-ГНУ, МС3-ГАУ	S84F	AI, F2	ATJ-22S	HP51A	K20	S-KGJ	V517
525	—	—	—	—	S52A	—	—	V525
527	—	S85F	F27	ATJ-22C	HP52	—	—	V527C
535	—	S86	3JS	X33	S53A	Z30	M-KLJ	V535C
537	—	S86F	F3	ATJ-33	HP53A	K30	M-KGJ	V537C

Продолжение табл. 3.4

Код IADC	СССР	«Секьюрити» («Дрессер»)	«Смит Интернейшнл»	«Хьюз Тул»	«Рид Тул»	«Цукамото Секи»	«Индустриалэкспортимпорт»	«Варел»
545	—	S88	—	—	—	—	—	—
547	—	S88F	F37	—	HP54	—	—	V547
611	С3-ГВ	—	—	—	—	—	—	—
615	С3-Н	M84	4JS	X44	—	Z40	—	V615C
617	С3-ГНУ, С3-ГАУ	M84F	F4, F45	ATJ-44A	HP61	K40	—	V617C
625	—	M88T	5JS	—	S62	Z50	—	V625
627	—	M88TF	F5	ATJ-44C, ATJ-55R	HP62A	K50	MA-KGJ	V627C
635	—	—	47JS	—	—	Z60	MTA-KLJ	—
637	—	M89F	F47, F57	ATJ-55A	HP63	K60	MTA-KGJ	—
647	—	M90F	—	—	—	—	—	—
721	Т3-ЦВ	—	—	—	—	—	—	—
723	—	—	—	—	—	—	—	—
725	Т3-ГН	—	—	—	—	—	—	—
727	Т3-ГНУ, Т3-ГАУ	—	F6	—	—	—	TEA-KJ TEA-KLJ TEA-KGJ	V727
735	—	—	—	—	—	Z70	—	V735
737	—	H87F	F7	ATJ-77	HP73	K70	—	V737
741	ТК3-ЦВ	—	—	—	—	—	—	—
745	ТК3-ГН	H88	—	—	—	Z80	—	—
747	—	H88F	—	—	—	K80	—	—
811	К-ЦВ	—	—	—	—	—	—	—
817	К-ГНУ	H99F	—	—	—	Z90	—	—
835	—	H100	—	—	—	K90	—	—
837	—	H100F	F9	ATJ-99A	HP83	—	—	—

3.2. НЕКОТОРЫЕ ПРИЧИНЫ АНОМАЛЬНОГО ИЗНОСА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СО ВСТАВНЫМИ ЗУБКАМИ

Таблица 3.5

Состояние отработанного 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	Чрезмерно большая нагрузка на долото Чрезмерно большая интенсивность промывки Слишком продолжительное время механического бурения
Значительный износ по диаметру	Чрезмерно высокая частота вращения Слишком продолжительное время механического бурения Сдавливание шарошек в результате спуска в ствол уменьшенного диаметра
Эрозия тела шарошки	Чрезмерный расход промывочной жидкости Большое содержание твердой фазы в промывочной жидкости
Чрезмерный износ опор	Чрезмерно большая нагрузка на долото Долото предназначено для более твердых пород 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 между УБТ

Серии 1—3 включают шарошечные долота с фрезерованным зубом. Серии 4—8 — долота с твердосплавным вооружением. Каждая серия делится на четыре группы. Серии отличаются друг от друга категорией разбуриваемых пород:

1 — мягкие пластичные породы с прослоями пород средней крепости;

2 — пластичные породы средней крепости с прослоями твердых пластичных неабразивных пород;

3 — твердые породы средней абразивности;

4 — очень мягкие, но хрупкие породы с большой буримостью;

5 — хрупкие мягкие и средней твердости породы;

6 — хрупкие среднеабразивные породы средней твердости и твердые;

7 — абразивные твердые породы;

8 — очень твердые абразивные породы.

По конструктивному исполнению долота подразделяются:

1 — долота с негерметизированной роликовой опорой, с центральной или гидромониторной промывкой;

2 — долота для бурения с продувкой воздухом;

3 — долота с негерметизированной роликовой опорой, с центральной или гидромониторной промывкой, тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом;

4 — долота с одной опорой скольжения, гидромониторная промывка;

5 — то же, что и 4, но тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом;

6 — долота с герметизированной опорой скольжения и гидромониторной промывкой;

7 — то же, что и 6, но тыльная сторона шарошки армирована твердым сплавом.

3.3. 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 — 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 или лап указывается в скобках.

Д — уменьшение диаметра долота (в мм).

3.4. ГОЛОВКИ БУРИЛЬНЫЕ

ГОСТ 21210—75, ОСТ 39-079—79

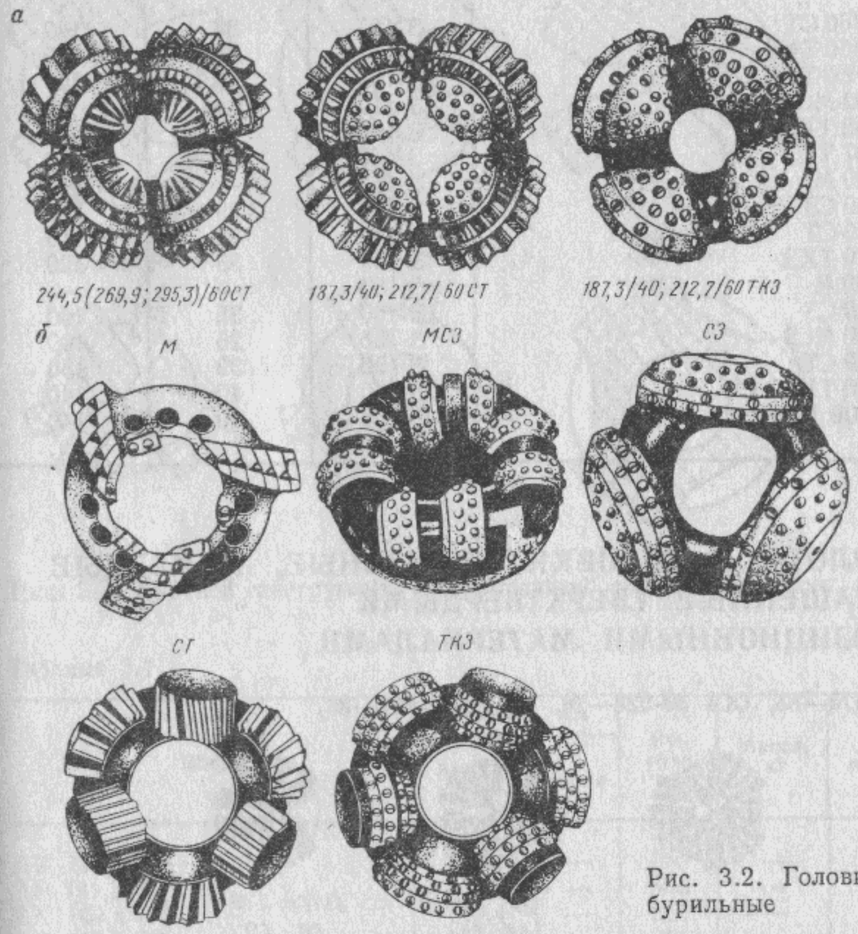


Рис. 3.2. Головки бурильные

Типы выпускаемых бурильных головок: М, МСЗ, СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ. Обозначение бурильных головок: К — для керноприемных устройств без съемного керноприемника, КС — для керноприемных устройств со съемным керноприемником.

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

Номенклатура выпускаемых бурильных головок приведена в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
КС-187,3/40 СТ	З-147	29	120
КС-187,3/40 ТКЗ	З-147	31	130

Продолжение табл. 3.6

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допустимая нагрузка, кН
КС-212,7/60 СТ	З-161	34	140
КС-212,7/60 ТКЗ	З-161	36	150
КС-212,7/60 ТКЗ-НУ	З-161	36	150
К-139,7/52 МСЗ	З-110	14	40
К-139,7/52 ТКЗ	З-110	16	70
К-158,7/67 ТКЗ	З-133	18	80
К-187,3/80 М	З-150	—	—
К-187,3/80 СЗ	З-150	29	120
К-187,3/80 СТ	З-150	33	110
К-187,3/80 ТКЗ	З-150	33	120
К-212,7/80 М	З-150	—	—
К-212,7/80 СЗ	З-150	35	160
К-212,7/80 МСЗ	З-150	25	100
К-212,7/80 СТ	З-150	39	130
К-212,7/80 ТКЗ	З-150	40	140
К-212,7/100 ТКЗ	З-150	40	140

3.5. ДОЛОТА И ГОЛОВКИ БУРИЛЬНЫЕ, АЛМАЗНЫЕ И ОСНАЩЕННЫЕ СВЕРХТВЕРДЫМИ КОМПОЗИЦИОННЫМИ МАТЕРИАЛАМИ

ГОСТ 26474—85, ОСТ 39-026—76, ТУ 26-02-691—86

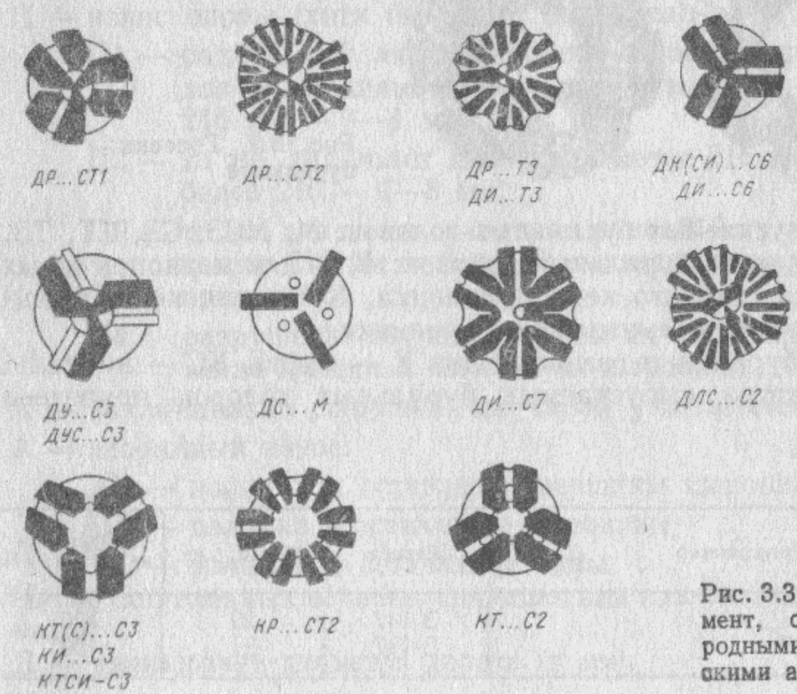


Рис. 3.3. Буровой инструмент, оснащенный природными или синтетическими алмазами

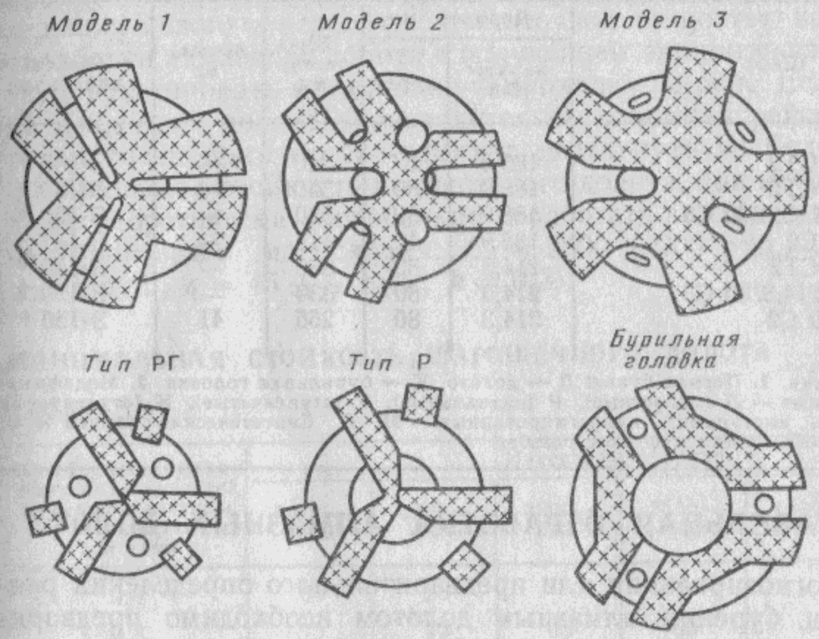


Рис. 3.4. Буровой инструмент, армированный сплавом славутич

Таблица 3.7

Шифр	Диаметр, мм		Высота, мм	Масса, кг	Резьба ниппельная
	наружный	керна			
ДК 138,1 С6	138,1	—	265	—	З-88
ДР 141,3 Т3	141,3	—	360	—	З-88
ДК 149,4 С6	149,4	—	265	—	З-88
ДР 163,5 Т3	163,5	—	360	—	З-88
ДК (ДКС, ДКСИ) 188,9 С6	188,9	—	417	—	З-117
ДЛС 188,9 С2	188,9	—	417	—	З-117
ДИ 188,9 С6	188,9	—	417	—	З-117
ДИ (ДР) 188,9 Т3	188,9	—	417	—	З-117
ИСМ 188,9 С5	188,9	—	410	47	З-117
ИСМ 188,9 МС1	188,9	—	415	50	З-117
ДК (ДКС, ДКСИ) 214,3 С6	214,3	—	438	—	З-117
ДЛС 214,3 С2	214,3	—	432	—	З-117
ДИ 214,3 С6	214,3	—	438	—	З-117
ДИ (ДР) 214,3 Т3	214,3	—	432	—	З-117
ИСМ 214,3 С3	214,3	—	470	60	З-117
ДКС 267,5 С6	267,5	—	480	—	З-152
ДКС 292,9 С6	292,9	—	500	—	З-152
ИСМ 292,9 С2	292,9	—	475	102	З-152
ИСМ 292,9 МС2	292,9	—	475	102	З-152
КТ (КТСИ) 138,1/52 С3	138,1	52	250	—	З-110 *

Окончание табл. 3.7

Шифр	Диаметр, мм		Высота, мм	Масса, кг	Резьба ниппельная
	наружный	керна			
КР 163,5/67 СТ2	163,5	67	240	—	З-133 *
КР 188,9/80 СТ2	188,9	80	320	—	З-150 *
КТ (КТСИ) 188,9/80 С3	188,9	80	320	—	З-150 *
КТ 188,9/40 С2	188,9	40	415	—	З-147
КР 214,3/80 СТ2	214,3	80	330	—	З-150 *
КТ (КТСИ) 214,3/80 С3	214,3	80	330	—	З-150 *
ИСМ 214,3/80 С2	214,3	80	265	41	З-150 *

Примечания. 1. Первая буква: Д — долото, К — бурильная головка. 2. Модификации: однослойные — Л (лопастные), Р (радиальные), Т (ступенчатые), К (ступенчатые с торовидными выступами); импрегнированные — И. 3. Синтетические алмазы — С. 4. Звездочкой обозначена муфтовая резьба.

3.6. РЕНТАБЕЛЬНАЯ ОТРАБОТКА АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Для прогнозирования или предварительного определения рентабельности бурения алмазным долотом необходимо предварительно построить кривые «нулевой рентабельности» для данного 500-м интервала, задаваясь произвольно стойкостью шарошечного долота и отношением механических скоростей бурения алмазным и шарошечным долотами ($v_а/v_ш \leqslant 1{,}0$). Кривые строятся в координатах $v_а/v_ш$ — $l_а/l_ш$ по формуле

$$\frac{l_а}{l_ш} = \frac{C_а + q(1+k)t_{спо}}{C_ш + q(1+k)t_{спо} - q(1+k)t_ш\left(\frac{v_ш}{v_а} - 1\right)},$$

где $l_а$ — минимальная экономически целесообразная проходка алмазным долотом, м; $l_ш$ — средняя проходка шарошечным долотом в данном интервале, м; $C_а$, $C_ш$ — стоимость алмазного и шарошечного долот, руб; q — сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб; k — коэффициент организации ведения работ,

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

$t_{спо}$ — затраты времени на один спуск-подъем, ч; $t_ш$ — стойкость шарошечного долота, ч; $v_ш$, $v_а$ — средние механические скорости бурения шарошечным и алмазным долотами в течение рейса, м/ч; $t_{всп}$ — затраты времени на вспомогательные работы, отнесенные к одному рейсу, ч; $t_{бур}$ — время механического бурения, ч.

Анализ показал, что коэффициент организации ведения работ зависит не от типа долота и способа бурения, а от организации работ на данном предприятии и района ведения работ. Чем выше организация работ ($k = 0$), тем больше должна быть минимальная проходка на алмазное долото.

После первых2—3 ч бурения алмазным долотом, зная на основании анализа данных отработки шарошечных долот в этом интервале, можно определить с достаточной точностью возможность отработки алмазного долота с получением экономического эффекта, т. е. установить минимальную проходку за рейс. Если отработка алмазного долота производится несколькими рейсами, значительного экономического эффекта достигнуто не будет. В табл. 3.8 приведена стойкость шарошечного долота, при которой нельзя даже теоретически рентабельно отработать алмазное долото (расчет произведен из условия: $C_а = 2800 \pm 200$ руб., $C_ш = 100 \pm \pm 20$ руб., $q = 45 \pm 5$ руб., $k = 0{,}3$).

МИНИМАЛЬНАЯ СТОЙКОСТЬ ШАРОШЕЧНОГО ДОЛОТА

Таблица 3.8

Соотношение механических скоростей бурения алмазным и шарошечным долотами	Интервалы бурения, м					
	2000—2500	2500—3000	3000—3500	3500—4000	4000—4500	4500—5000
0,9	65	88	—	—	—	—
0,8	30	40	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

Примечание. Минимальная стойкость в ч.

ГАРАНТИРОВАННАЯ ПРОХОДКА НА АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

ТУ 48-19-177—84

Таблица 3.9

Интервал бурения, м	Породы средней твердости, абразивные	Твердые породы	
		малоабразивные	абразивные
3000—3500	120	130	60
3500—4000	100	120	50
4000—4500	70	100	40
4500—5000	60	80	35
>5000	50	60	30

Примечание. Проходка в м.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Таблица 3.10

Шифр	Твердость пород, МПа	Группа алмазов
М2	500	XXXIV б, XXXIV б-1
М6, С2	500—1000	XXXIV б
С3, СТ1	1000—1500	XV б, XXXIV б
С6, СТ2	1500—2000	XV б, XXXIV б

Характеристика алмазов подгруппы 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).

РАЗМЕРЫ АЛМАЗНЫХ ЗЕРЕН

Таблица 3.11

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

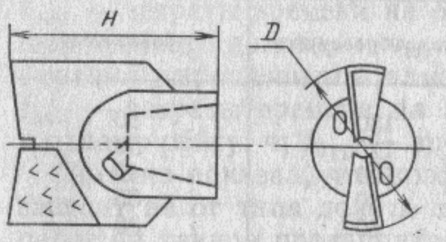


Рис. 3.5. Долото двухлопастное

3.7. ДОЛОТА ЛОПАСТНЫЕ

ОСТ 26-02-1282—75, ОСТ 39-110—80, ТУ 26-16-151—83, ТУ 26-16-193—85, ТУ 41-01-457—82, ТУ 41-01-473—82

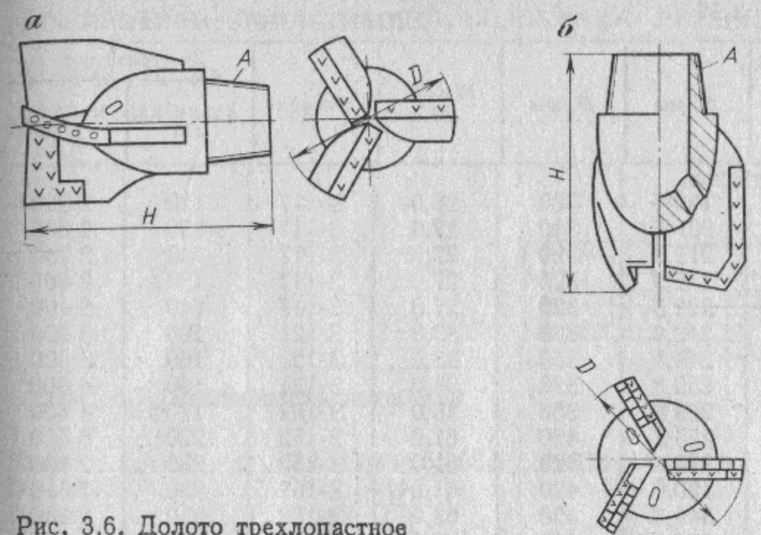


Рис. 3.6. Долото трехлопастное

Таблица 3.12

Шифр	Д, мм	Н, мм	Масса, кг	Резьба	Допускаемые	
					нагрузка, кН	момент, Н·м
Двухлопастные долота (рис. 3.5)						
2Л-93,0 М	93,0	175	2,3	З-50	20	220
2Л-97,0 М	97,0	175	2,4	З-50	20	220
2Л-98,4 М	98,4	175	2,4	З-50	20	220
2Л-112,0 М	112,0	175	2,6	З-50	30	380
2Л-118,0 М	118,0	175	2,7	З-50	30	420
2Л-120,6 М	120,6	175	2,7	З-50	35	450
2Л-132,0 М	132,0	175	2,8	З-50	40	540
3ДР-132 М	132,0	150	4,0	З-50	—	—
6ДР-132 МС	132,0	150	4,5	З-50	—	—
2Л-139,7 М	139,7	190	4,1	З-63,5	45	680
2Л-146,0 М	146,0	190	4,2	З-63,5	45	720
2Л-151,0 М	151,0	190	4,3	З-63,5	50	880
2Л-161,0 М	161,0	190	4,4	З-63,5	55	980
2Л-165,1 М	165,1	190	4,4	З-63,5	55	1 020
Трехлопастные долота (рис.3.6, *а*)						
3Л-120,6	120,6	240	8,0	З-76	50	600
3Л-132,0	132,0	260	10,0	З-88	55	720
3Л-139,7	139,7	260	10,0	З-88	60	840
3Л-146,0	146,0	260	11,0	З-88	80	1 170
3Л-151,0	151,0	260	11,0	З-88	80	1 200
3Л-161,0	161,0	260	12,0	З-88	85	1 350
3Л-165,1	165,1	260	12,0	З-88	90	1 500
3Л-171,4	171,4	260	12,0	З-88	90	1 500
3Л-187,3	187,3	280	15,0	З-88	100	1 800

Продолжение табл. 3.12

Шифр	Д, мм	Н, мм	Масса, кг	Резьба	Допускаемые	
					нагрузка, кН	момент, Н·м
ЗЛ (Г)-190,5	190,5	320	25,0	З-117	120	2 300
ЗЛ (Г)-200,0	200,0	320	27,0	З-117	130	2 600
ЗЛ (Г)-212,7	212,7	320	27,0	З-117	130	2 750
ЗЛ (Г)-215,9	215,9	320	27,0	З-117	130	2 800
ЗЛ (Г)-222,3	222,3	320	27,0	З-117	140	3 100
ЗЛ (Г)-242,9	242,9	320	33,0	З-121	160	3 900
ЗЛ (Г)-244,5	244,5	320	33,0	З-121	160	3 900
ЗЛ (Г)-250,8	250,8	320	33,0	З-121	160	4 000
ЗЛ (Г)-269,9	269,9	356	35,0	З-152	170	4 600
ЗЛ (Г)-295,3	295,3	420	61,0	З-152	220	6 500
ЗЛ (Г)-311,1	311,1	420	61,0	З-152	230	7 100
ЗЛ (Г)-320,0	320,0	420	61,0	З-152	230	7 500
ЗЛ (Г)-349,2	349,2	420	63,0	З-152	250	8 700
ЗЛ (Г)-374,6	374,6	440	87,0	З-177	310	11 600
ЗЛ (Г)-393,7	393,7	440	87,0	З-177	330	13 000
ЗЛ (Г)-444,5	444,5	440	90,0	З-177	370	15 700
Трехлопастные, истирающе-режущего типа долота (рис. 3.6, *б*)						
4Э-139,7 МС	139,7	260	9,0	З-88	50	—
ЗИРГ-190,5 С	190,5	320	25,0	З-117	180	3 800
ЗИРГ-215,9 С	215,9	320	27,0	З-117	220	4 700

Примечания. 1. Трехлопастные долота выпускаются с гидромониторными насадками (диаметры долот 190,5 мм и более) и без них. 2. Типы трехлопастных долот — М и МС.

3.8. РАСШИРИТЕЛИ

РАСШИРИТЕЛИ РАЗДВИЖНЫЕ

ОСТ 39-167—84

Таблица 3.13

Шифр	Диаметр, мм			Резьба
	пилотного долота	расширения	в транспортном положении	
РРА-190,5/270	190,5	270	187	З-117
РРА-215,9/320	215,9	320	212	З-117
РРА-269,9/395	269,9	395	265	З-152
РРА-295,3/510	295,3	510	290	З-152
РРА-393,7/660	393,7	660	385	З-177
РРА-444,5/710	444,5	710	435	З-177
РРА-444,5/915	444,5	915	550	З-177
РРА-490,0/815	490,0	815	480	З-201
РРА-490,0/1070	490,0	1070	650	З-201

Примечания. 1. Расширители промышленностью серийно еще не выпускаются. 2. Резьба — верхняя ниппельная, нижняя муфтовая.

РАСШИРИТЕЛИ ЛОПАСТНЫЕ

ТУ 26-16-150—83

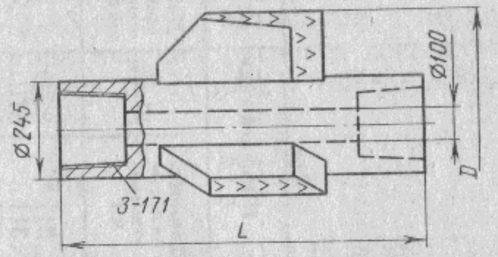


Рис. 3.7. Расширитель лопастной

Шифр	РЛПЗ-444,5/295,3	РЛПЗ-590/444,5	РЛПЗ-690/444,5
D, мм	444,5	590,0	690,0
L, мм	770	950	950
Масса, кг	150	200	225

Примечания. 1. Типы расширителей — М и МС; 2. Гарантия при бурении ротором 750м или 75 ч. 3. Допустимые нагрузки 320 кН и момент 14 кН·м.

РАСШИРИТЕЛИ ШАРОШЕЧНЫЕ ФИРМЫ «ЭЙ-ЗЕД»

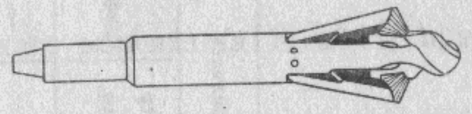


Рис. 3.8. Расширитель шарошечный раздвигающийся

Таблица 3.14

Шифр	Диаметр, мм			Шифр шарошечных лап	Масса, кг	Резьба ниппельная
	корпуса	скважины	расширения			
DUR-9	212,7	244,5	330—432	DUR-9-8	379	З-117
DUR-13	298,5	381,0	381—559	U-10-8	676	З-152
DUR-16	368,3	431,8	470—711	DUR-16-8	903	З-177
DUR-20	457,2	660,4	660—889	DUR-20-8	1860	З-177
DUR-21	482,6	660,4	660—914	DUR-21-8	1987	З-177
DUR-24	558,8	660,4	711—1067	DUR-21-8	2717	З-177
DUR-30	711,2	838,2	1016—1397	DUR-30-8	4990	Фланец
U-5	117,4	120,6	178—241	U-5-8	70	З-76
U-7	146,0	155,6	203—330	U-7-8	159	З-88
U-8	184,1	193,7	267—381	U-8-8	227	З-117
U-9	209,6	219,1	292—432	U-8-8	261	З-117
U-10	238,1	244,5	311—473	U-10-8	513	З-152
UM-13	298,5	311,1	375—610	UM-13-8	715	З-152
U-16	374,6	381,0	470—762	U-16-8	971	З-177
U-24	558,8	660,4	686—965	DUR-21-8	1760	З-177

Примечание. Тип DUR — для мягких пород, тип U — для любых.

КАТАЛОГИ ФИРМ

Таблица 3.15

Диаметр скважины, мм	«Секьюрити»		«СМФ Интернейшнл»		«Смит Интернейшнл»		«Цукамото Секи»		«Дрилекс»		«Хьюз Тул»	
	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр	Диаметр пилот-скважины, мм	Шифр
508	305	B19J6	324	H70	311	SDD	—	—	—	—	—	—
559	337	A22J6	324	H80	311	SDD	—	—	299	2200	—	—
610	337	B24J6	356	H90	375	SDD	—	—	349	2400	—	—
660	394	B26J6	445	H100	375	SDD	—	—	381	2600	—	—
711	—	—	—	—	406	GTA	—	—	—	—	—	—
762	—	—	457	H110	457	GTA	—	—	—	—	—	—
813	—	—	508	H120	508	GTA	—	—	—	—	—	—
864	—	—	559	H130	559	GTA	—	—	—	—	—	—
914	445	CHO	660	H140	610	GTA	660	TSK	445	3600	—	—
Тип пород:	M, C, CT, T		M, C, T, K		M, C, T — для SDD M, C — для GTA		M, MC		M, MC, CT		M, MC, CT	

Примечания. 1. Диаметр корпуса расширителя 203—254 мм. 2. Резьба $7^{7}/_{8}$ Reg или $8^{7}/_{8}$ Reg.

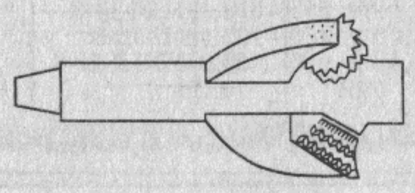


Рис. 3.9. Расширитель шарошечный

3.9. УДЕЛЬНЫЙ МОМЕНТ ДОЛОТА

Удельный момент долота зависит от его типа, размера, качества изготовления, диапазона нагрузок и частоты вращения, 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

$$M_{уд} = Q + 1{,}2D, \qquad M_{уд} = bD^2 \frac{kn - A}{n\sqrt{n}},$$

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

Диаметр долота, мм	190,5	215,9	269,9	295,3	393,7
Коэффициент b	0,33	0,28	0,19	0,16	0,10

Фактические значения удельного момента (в Н·м/кН) приведены в табл. 3.16.

Таблица 3.16

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 составляет 6—8 и 7—12 Н·м/кН при диаметрах до 165,1 и 190,5—215,9 мм соответственно.

4. ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И КЕРНОПРИЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА

4.1. ПАРАМЕТРЫ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

ГОСТ 26673—85, ТУ 26-02-75—72, ТУ 26-02-574—74, ТУ 26-02-809—78, ТУ 26-02-823—78, ТУ 26-02-918—81, ТУ 39-989—86, ТУ 39-1118—86

Таблица 4.1

Шифр двигателя	Число ступеней	Расход жидкости, л/с	Рабочий режим			Длина, мм	Масса, кг
			Частота вращения вала, об/мин	Момент на валу, кН·м	Перепад давления, МПа		
Т12РТ-240	104	55	760	2,5	5,4	8 210	2020
ЗТСШ1-240	315	32	440	2,7	5,5	23 225	5975
А9ГТШ	210/199	45	250	3,1	5,5	23 290	6125
Т12М3Б-195	105	35	580	1,1	2,9	8 060	1440
ЗТСШ1-195	330	30	380	1,5	3,9	25 700	4790
ЗТСШ1-195ТЛ	318	40	340	1,5	2,9	25 700	4325
А7ГТШ	228/111	30	320	1,8	6,9	24 950	4420
ТРМ-195	97	28	130	2,6	4,1	18 440	3110
ТРМ-195Т	97	28	160	2,7	2,9	14 370	2580
Т12М3Е-172	106	28	700	0,7	3,5	7 490	1057
ЗТСШ1-172	336	25	630	1,8	8,8	25 400	3530
ТПС-172	426	25	400	1,6	4,8	26 250	3325
А6Ш	212	20	470	0,7	4,3	17 250	2095
Д1-195	—	25	80	3,1	3,9	7 675	1350
Д-85	—	5	135	0,7	5,5	3 240	106
Д1-54	—	2	450	0,1	4,9	2 230	27
Т02-240	93	45	420	1,3	2,9	10 170	2595
Т02-195	105	30	520	0,9	3,5	10 110	1850
КТД3-240	91	30	390	0,8	1,7	7 455	1750
КТД4С-195	315	28	465	1,2	5,5	25 920	5670
КТД4С-172	291	22	490	1,9	8,3	17 575	2320

Примечания. 1. Энергетические параметры двигателей рассчитаны в ПО «Турбобур» на воде. 2. В знаменателе указано число решеток гидроторможения. 3. Угол перекоса переводника в турбинных отклонителях 1° 30′. 4. Предельно допустимая температура 110 °С (кроме ТРМ-195Т). 5. 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

$$n = \frac{n_p z_т}{1{,}1\,(z_т + z_р)},$$

где $n_р$ — частота вращения вала турбобура серии $А$ при рабочем режиме, об/мин; $z_т$, $z_р$ — число ступеней турбины и решеток гидроторможения соответственно.

Основные зависимости для пересчета параметров турбобуров: $\Delta p \sim \rho$; $M \sim \rho$; $N \sim \rho$; $n \sim Q$; $\Delta p \sim Q^2$; $M \sim Q^2$; $N \sim Q^3$.

4.2. ОСНАСТКА ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМЫЕ ДЕТАЛИ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Таблица 4.2

Деталь	Тип двигателя		
Статор, ротор	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172	ЗТСШ1-195 А7ГТШ Т02-195	Т12РТ-240 КТД3-240 А9ГТШ Т02-240
Средняя опора	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172	ЗТСШ1-195 (ТЛ) А7ГТШ Т02-195	Т12РТ-240 Т02-240 КТД3-240
Втулка средней опоры	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172 А7ГТШ Т02-195	— — — —	Т12РТ-240 А9ГТШ Т02-240 КТД3-240
Нижняя опора	—	А7ГТШ Т02-195	А9ГТШ Т02-240
Втулка нижней опоры	—	А7ГТШ Т02-195	А9ГТШ Т02-240
Верхняя полумуфта	ЗТСШ1-172 КТД4С-172	— —	— —
Переводник вала	Т12М3Е-172 ЗТСШ1-172	ЗТСШ1-195 (ТЛ) А7ГТШ Т02-195	А9ГТШ Т02-240

ЦЕНТРАТОРЫ ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

ТУ 26-02-999—85

Таблица 4.3

Шифр	Длина, мм		Масса, кг	Ресурс, ч
	общая	лопасти		
1-ЦД 212 МС	530	245	60	260
1-ЦД 212 С	470	130	55	150
1-ЦД 212 СТ	470	50	50	100
1-ЦД 214 М	670	385	75	260
1-ЦД 214 МС	530	245	63	260
1-ЦД 214 С	470	130	55	150
1-ЦД 214 СТ	470	50	50	100
1-ЦД 214 Т	470	25	49	50

Примечание. Присоединительные резьбы: муфта — З-117, ниппель — РКТ-177.

4.3. БЫСТРОИЗНАШИВАЮЩИЕСЯ ДЕТАЛИ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

ОПОРА СРЕДНЯЯ

ГОСТ 4671—76

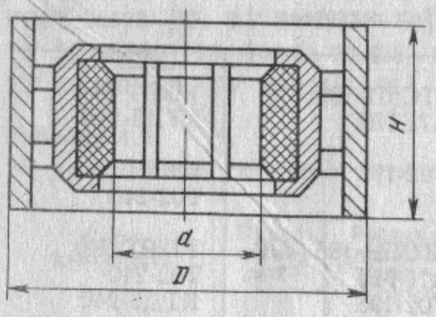


Рис. 4.1. Опора средняя

Таблица 4.4

Тип забойного двигателя	Шифр опоры	D, мм	d, мм	H, мм
Т12РТ-240, А9ГТШ, Т02-240	ОС1-240	205	130	100
3ТСШ1-240	ОС2-240	149	135,5	80
Т12М3Б-195	ОС1-195/110	165	110	100
3ТСШ1-195, А7ГТШ, Т02-195	ОС1-195/95	165	95	100
Т12М3Е-172, 3ТСШ1-172	ОС1-172/95	148	95	100
А6Ш	ОС1-164/78	142	78	100
КТД4С-172	ОС1-172/109	148	109	80
КТД4С-195	ОС1-195/115	165	115	100
КТД3-240	ОС1А-240	205	130	100

ОПОРА НИЖНЯЯ

ГОСТ 4671—76

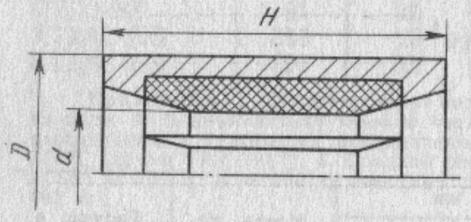


Рис. 4.2. Опора нижняя

Таблица 4.5

Тип забойного двигателя	Шифр опоры	D, мм	d, мм	H, мм
3ТСШ1-240	ОН-240/175	205	175	200
А9ГТШ, Т02-240	ОН-240/155	205	155	200
3ТСШ1-195	ОН-195/135	165	135	400
А7ГТШ, Т02-195	ОН-195/120	165	120	200
3ТСШ1-172	ОН-172/120	148	120	200

Продолжение табл. 4.5

Тип забойного двигателя	Шифр опоры	D, мм	d, мм	H, мм
А6Ш	ОН-164/118	142	118	150
Д-85	ОН-85	70	54	190
КТД4С-195	ОН-195/144	165	144	200
КТД4С-172	ОН-172/130	148	130	200

НИППЕЛЬ

ГОСТ 4671—76

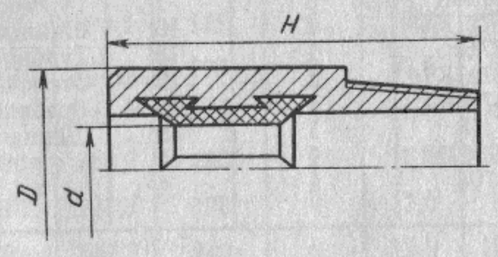


Рис. 4.3. Ниппель

Таблица 4.6

Тип забойного двигателя	Шифр ниппеля	D, мм	d, мм	H, мм
Т12РТ-240	Н1-240	240	175	550
Т12М3Б-195	Н1-195	195	145	460
Т12М3Е-172	Н1-172/130	172	130	410
КТД3-240	Н1А-240	238	175	550

ВТУЛКА СРЕДНЕЙ ОПОРЫ

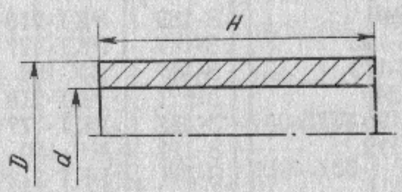


Рис. 4.4. Втулка средней опоры

Таблица 4.7

Тип забойного двигателя	Шифр втулки	D, мм	d, мм	H, мм
Т12РТ-240, А9ГТШ, Т02-240	3ТС5Б-240-1-13	130	110	100
3ТСШ1-240	3ТСШ-240/02-034	135,5	110	80
Т12М3Б-195	ТС5А-7 $^1/_2{}''$-1-8	110	80	100
3ТСШ1-195, А7ГТШ, Т02-195, Т12М3Е-172, 3ТСШ1-172	Т12М1-6 $^5/_8{}''$-16	95	80	100
А6Ш	А6Ш-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

ПОДШИПНИКИ В ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЯХ

Таблица 4.8

Тип забойного двигателя	Номер подшипника	Количество в секции	Число рядов	Секция
А9ГТШ	350722К	4	1	Турбинная, гидротормоза
	128723	1	12	Шпиндельная
Т02-240	128721К1	1	15	Турбинная
	128723	1	12	Отклонителя
А7ГТШ	350716К	5	1	Турбинная, гидротормоза
	128721К1	1	15	Шпиндельная
Т02-195	128718	1	15	Турбинная
	128721К1	1	15	Отклонителя
А6Ш	128713К1	1	10	Турбинная
	128718	1	15	Шпиндельная
Д1-195	Ур538922	1	15	»
Д-85	296708	1	4	»

4.4. РЕЗЬБЫ В ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЯХ

Таблица 4.9

Тип двигателя	К бурильным трубам	На корпусе, ниппеле	На соединительном переводнике*	На валу	На долото
Т12РТ-240	З-189	РКТ-218	—	З-147	З-171
Т12М3Б-195	З-147	РКТ-177	—	З-121	З-117
Т12М3Е-172	З-147	МК-156	—	МК-110	З-117
ЗТСШ1-240	З-171	РКТ-218	РКТ-208	З-147	З-152
ЗТСШ1-195 (ТЛ)	З-147	РКТ-177	З-171	З-117	З-117
ЗТСШ1-172	З-121	МК-150	З-147	З-102	З-117
А9ГТШ	З-171	РКТ-218	РКТ-208	З-133	З-152
А7ГТШ	З-147	РКТ-177	З-171	З-117	З-117
А6Ш	З-121	МК-150	З-147	З-102	З-117
Т02-240	З-171	РКТ-218	РКТ-208	З-133	З-152
Т02-195	З-171	РКТ-177	З-171	З-117	З-117
Д1-195	З-147	РКТ-177	З-171	З-117	З-117
Д-85	З-63,5	ТТ72×5,08	МК-76	З-63,5	З-66
Д-54	З-42	Сп54×3,175	НКБ1-54Сп	—	З-42
КТД3-240	З-147	РКТ-218	—	МК-150	З-171
КТД4С-195	З-147	МК-177	З-161	З-171	З-161
КТД4С-172	З-121	МК-156	МК-156	З-147	З-147

Примечания. 1. Звездочкой обозначена резьба соединений секций. 2. Резьба МК по РД 39-2-863—83.

4.5. БУРЫ РЕАКТИВНО-ТУРБИННЫЕ

ОСТ 39-148—82

Таблица 4.10

Шифр	Диаметр, мм		Турбобуры		Масса, т	Расход жидкости, л/с	Допустимая нагрузка, кН
	скважины	долота	диаметр, мм	число			
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	75
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
113 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	38,0	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 буров 1 РТБ-590 и 1 РТБ-640 — 19,2 м, остальных 12 м.

4.6. УСТРОЙСТВА КЕРНОПРИЕМНЫЕ РОТОРНЫЕ

ТУ 26-02-163—75, ТУ 39-1103—86, ТУ 39-1171—87

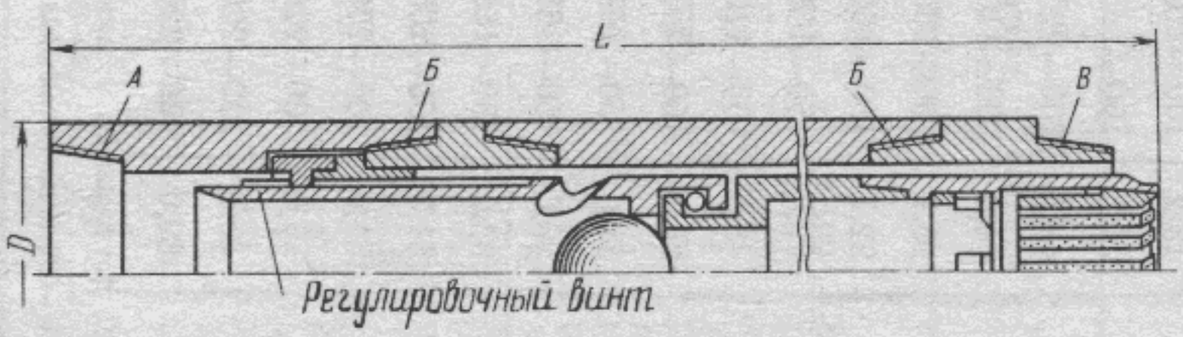


Рис. 4.5. Устройство кернoприемное роторное

Таблица 4.11

Шифр	Диаметр D, мм			Длина L, мм	Масса, кг	Диаметр шара, мм	Резьба			Ресурс, ч
	бурильной головки	керна	корпуса				*А*	*Б*	*В*	
СКУ 203/100	269,9; 295,3	100	203	16 200	2500	50,8	З-171	З-189	З-189	700
СКУ-2 172/100 «Кембрий»	187,3; 212,7	100	172	16 130	1400	50,8	З-133	З-161	З-161	400
КД11-М 190/80 «Недра»	187,3; 212,7	80	164	16 190	1550	50,8	З-121	З-150	З-150	700
СКУ 138/67	158,7	67	138	15 940	1035	42,0	З-121	МК 125	З-133	400
СКУ 122/52	132,0; 139,7	52	122	18 190	810	31,8	З-88	МК 110	МК 110	400

Примечание. Резьба МК по РД 39-2-863—83.

КОМПОНОВКА КЕРНОРВАТЕЛЕЙ

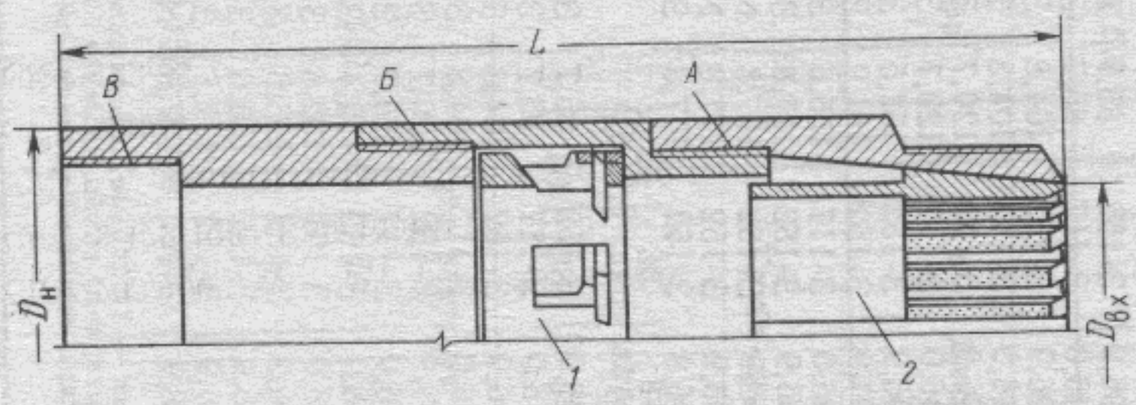


Рис. 4.6. Компоновка кернорвателя:
1, 2 — рычажковый и цанговый кернорватели

Таблица 4.12

Тип компоновки	Диаметр керна, мм	Тип рычажкового кернорвателя	$D_{вх}$, мм	$D_н$, мм	L, мм	Резьба		
						А	*Б*	*В*
КЦР4-100	100	—	106	140	465	М100×3	СпМ134×3	М125×3
КЦР4-80	80	Р18Л-80	85	110	421	М100×2	М105×2	СпМ101×3
КЦР3-80	80	РР3-80	85	113	437	М100×2	СпМ108×2	СпМ101×3
КЦР4-67	67	—	72	97	362	М90×3	СпМ92×2	СпМ88×3
КЦП4-60	60	Р19-60	64	83	225	М80×1,5Л	М80×1,5Л	М75×3Л
КЦР4-52	52	—	56	80	352	М72×2	М72×2	М70×2
КЦР4-40	40	Р19-40	40	60	165	М55×1,5Л	М55×1,5Л	М52×3

5. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

5.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ КОВАНЫЕ

СТ СЭВ 1384—78, СТАНДАРТ Spec. 7 АНИ

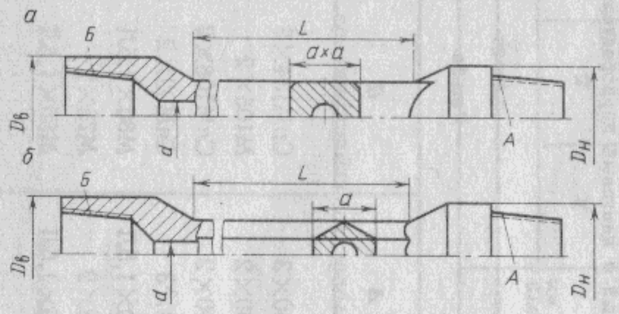


Рис. 5.1. Труба ведущая: *а* — квадратная; *б* — шестигранная

Таблица 5.1

Условное обозначение	a	d	Масса 1 м, кг	Муфта Б		Ниппель А	
				$D_В$	Резьба	$D_Н$	Резьба
Квадратные трубы (рис. 5.1, *а*)							
(2 1/2") 63,5	63,5	38,1	33,0	196,9	З-152	85,7	З-73*
			29,2	146,0	З-117	85,7	З-73*
(3") 76,2	76,2	44,4	41,0	196,9	З-152	104,8	З-86*
			36,0	146,0	З-117	104,8	З-86*
(3 1/2") 88,9	88,9	57,2	49,0	196,9	З-152	120,7	З-102*
			45,4	146,0	З-117	120,7	З-102*
(4 1/4") 108,0	108,0	71,4	68,0	196,9	З-152	152,5	З-122*
		71,4**	68,0	196,9	З-152	161,9	З-133*
		68,8	65,0	146,0	З-117	155,6	З-133*
(5 3/4") 133,4	133,4	82,5	102,9	196,9	З-152	177,8	З-147
			102,9	196,9	З-152	177,8	NC-56
(6") 152,4	152,4	82,5	135,0	196,9	З-152	177,8	NC-56
		82,5**	135,0	196,9	З-152	177,8	З-152
Шестигранные трубы (рис. 5.1, *б*)							
(3") 76,2	76,2	38,1	36,1	196,9	З-152	85,7	З-73*
			32,4	146,0	З-117	85,7	З-73*
(3 1/2") 88,9	88,9	44,4	47,2	196,9	З-152	104,8	З-86*
			43,8	146,0	З-117	104,8	З-86*
(4 1/2") 108,0	108,0	57,2	75,2	196,9	З-152	120,7	З-102*
			68,8	146,0	З-117	120,7	З-102*
(5 1/4") 133,4	133,4	76,2	81,1	196,9	З-152	152,4	З-122*
		71,4**	82,5	196,9	З-152	152,4	З-122*
		82,5	79,2	196,9	З-152	155,6	З-133*
		71,4**	82,5	196,9	З-152	155,6	З-133*
(6") 152,4	152,4	88,9	89,6	196,9	З-152	177,8	З-147
			89,6	196,9	З-152	177,8	NC-56

Примечания. 1. Длина труб диаметром до 88,9 мм — 12 200 мм, диаметром 108 и более — 12 200 мм или 16 450 мм. 2. Предел текучести материала трубы не менее 700 МПа. 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля, двумя звездочками — только по стандарту АНИ. 4. Размеры в мм.

ТРУБЫ ВЕДУЩИЕ КВАДРАТНОГО СЕЧЕНИЯ

ТУ 14-3-755—78, ТУ 51-276—86

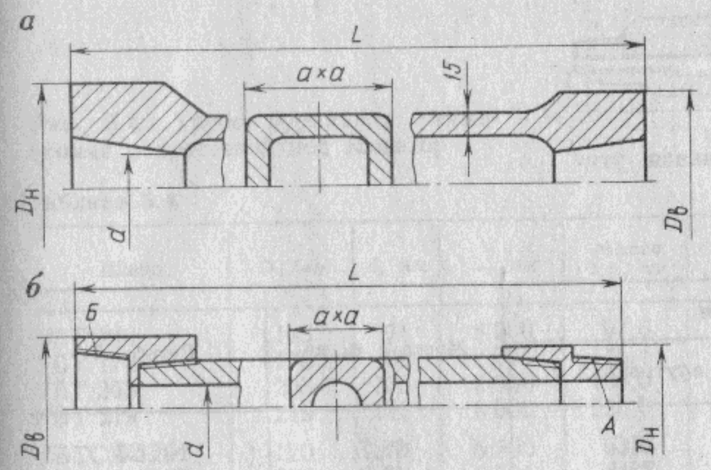


Рис. 5.2. Трубы ведущие квадратные

Таблица 5.2

Шифр	a	d	Длина L	Масса 1 м, кг	Верх		Низ	
					$D_В$	Резьба	$D_Н$	Резьба
Труба-штанга квадратная (рис. 5.2, *а*)								
65×65	65	30	8 000	24,2	92	—	92	—
80×80	80	33	8 000	31,4	102	—	102	—
Труба ведущая с коническим пояском (рис. 5.2, *б*)								
ТВКП-112	112	74	13 500	69,8	146	З-121	146	З-121
ТВКП-140	140	85	16 000	113,0	203	З-171	178	З-147
ТВКП-155	155	100	16 000	131,0	203	З-171	203	З-171

Примечание. Размеры в мм.

5.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

СТ СЭВ 1385—78

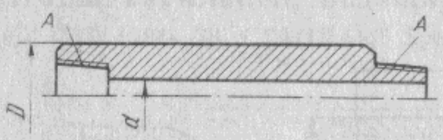


Рис. 5.3. Труба бурильная утяжеленная

Таблица 5.3

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

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

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ С ПРОТОЧКОЙ ПОД ЭЛЕВАТОР

ТУ 14-3-835—79, ТУ 39-076—74, ТУ 51-774—77

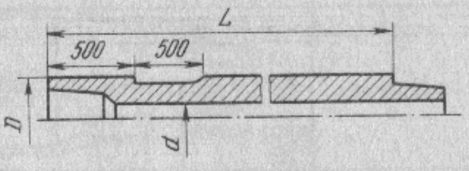


Рис. 5.4. Труба бурильная утяжеленная с проточкой под элеватор

Таблица 5.4

Шифр	*D*, мм	*d*, мм	*L*, мм	Масса 1 м, кг	Резьба	Марка стали
УБТ 146	146	74	8 000	97,6	З-121	Д, К
УБТ 178	178	90	12 000	145,4	З-147	
УБТ 203	203	100	12 000	193,0	З-171	
УБТ 219	219	112	8 000	225,0	З-171	
УБТС 1-120	120	64	6 500	63,5	З-101	40ХН2МА
УБТС 1-133	133	64	6 500	84,0	З-108*	или 38ХН3МФА
УБТС 1-146	146	68	6 500	103,0	З-121	
УБТС 1-178	178	80	6 500	156,0	З-147	
УБТС 1-203	203	80	6 500	215,0	З-161	
УБТС 1-229	229	90	6 500	273,0	З-171	
УБТС.2-120	120	64	6 000	63,5	З-101	40ХН2МА или
УБТС.2-133	133	64	6 000	84,0	З-108*	38ХН3МФА
УБТС.2-146	146	68	6 000	103,0	З-121	
УБТС.2-178	178	80	6 000	156,0	З-147	
УБТС.2-203	203	80	6 000	215,0	З-161	
УБТС.2-229	229	90	6 000	273,0	З-171	

Примечания. 1. УБТ поставляются без проточки под элеватор, УБТС — с проточкой. 2. Гарантия УБТС. 2 — 1500 ч роторного бурения. 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

ТУ 41-01-305—78, ТУ 41-01-154—75

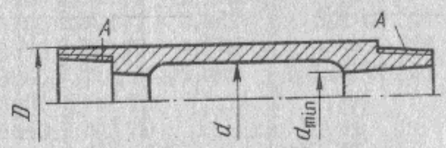


Рис. 5.5. Труба бурильная утяжеленная с высаженными концами

Таблица 5.5

Шифр	*D*, мм	*d*, мм	d_{min}, мм	Масса 1 м, кг	Резьба *A*	Гарантия, ч
УБТ-Р-73	73	35	28	25	З-50	3000
УБТ-Р-89	89	45	28	34	З-63,5	1500

Примечания. 1. Длина комплекта 81 м. 2. Длина трубы 4,5 м или 6 м.

НОМЕРНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

СТАНДАРТЫ SPEC. 7 АНИ И ФИРМЫ «ДРИЛКО»

Таблица 5.6

Обозначение	Диаметр, мм		Масса 1 м, кг	Резьба	
	наружный	внутренний		стандартная	допустимая
NC 23-31*	79,4	31,7	32,7	NC 23	—
NC 26-35	88,9	38,1	40,2	NC 26	$2^3/_8$ IF
NC 31-41	104,8	50,8	51,6	NC 31	$2^7/_8$ IF
NC 35-47	120,6	57,1	69,7	NC 35	NC 38
NC 38-50	127,0	57,1	79,3	NC 38	—
NC 40-55*	139,7	57,1	100,2	NC 40	—
NC 40-57*	146,0	57,1	111,3	NC 40	4 H-90
NC 44-60	152,4	57,1	122,9	NC 44	4 H-90, $4^1/_2$ FH
NC 44-60	152,4	71,4	111,6	NC 44	4 IF, NC 46
NC 44-62	158,7	57,1	134,7	NC 44	$4^1/_2$ H-90, NC 46
NC 46-62	158,7	71,4	123,6	NC 46	$4^1/_2$ H-90
NC 46-65	165,1	57,1	148,1	NC 46	5 H-90
NC 46-65	165,1	71,4	136,4	NC 46	5 H-90
NC 46-67	171,4	57,1	161,5	NC 46	5 H-90
NC 50-67*	171,4	71,4	149,4	NC 50	5 H-90
NC 50-70	177,8	57,1	174,9	NC 50	$5^1/_2$ H-90
NC 50-70	177,8	71,4	163,2	NC 50	$5^1/_2$ H-90
NC 50-72	184,4	71,4	177,2	NC 50	$5^1/_2$ H-90
NC 56-75	190,5	71,4	191,9	NC 56	—
NC 56-75*	190,5	76,2	187,5	NC 56	—
NC 56-77	196,8	71,4	207,0	NC 56	$6^5/_8$ Reg, $5^1/_2$ FH
NC 56-77*	196,8	76,2	202,4	NC 56	$6^5/_8$ Reg
NC 56-80	203,2	71,4	222,7	NC 56	$6^5/_8$ Reg, $6^5/_8$ H-90
NC 56-80*	203,2	76,2	218,8	NC 56	$6^5/_8$ Reg
$6^5/_8$ Reg	209,5	71,4	238,7	NC 61	$6^5/_8$ H-90
NC 61-82*	209,5	76,2	235,1	NC 61	$6^5/_8$ Reg
$6^5/_8$ Reg	215,9	71,4	255,0	NC 61	—
NC 61-90	228,6	71,4	290,2	NC 61	$7^5/_8$ Reg
NC 61-90*	228,6	76,2	285,7	NC 61	$7^5/_8$ Reg
$7^5/_8$ Reg	241,3	76,2	322,9	NC 70	$7^5/_8$ H-90
NC 70-100	254,0	76,2	361,6	NC 70	$7^5/_8$ H-90
$8^5/_8$ Reg	279,4	76,2	445,0	NC 77	—
NC 77-112	285,7	76,2	467,3	NC 77	$8^5/_8$ Reg, $8^5/_8$ H-90

Примечания. 1. Конструкцию см. на рис. 5.3. 2. По стандарту фирмы «Дрилко» выпускаются спиральные УБТ, аналогичные приведенным выше. Число спиралей — три, направление правое, вес на 4 % меньше приведенного. 3. В обозначении УБТ первые две цифры — диаметр соединения в дюймах с точностью до десятых долей, последующие две или три цифры — наружный диаметр в дюймах с точностью до десятых долей. 4. Длина труб диаметром 146 мм включительно — 9144 мм, труб большего диаметра — 9144 мм или 12 800 мм. 5. Типы УБТ: А — гладкие, В — с проточками под элеватор и клинья, С — с проточкой только под клинья. 6. Звездочкой обозначены трубы не по стандарту АНИ.

КВАДРАТНЫЕ УБТ

ФИРМЫ «ДРИЛКО» И «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ»

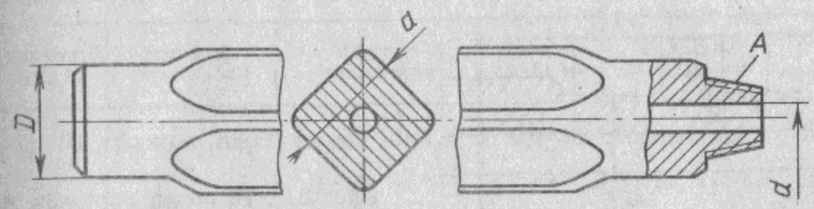


Рис. 5.6. Труба бурильная утяжеленная квадратная

Таблица 5.7

Диаметр скважины	Размер по диагонали, мм	Сторона квадрата a, мм	Диаметр, мм		Масса трубы, кг	Резьба A	
			корпуса D	внутренний d		стандартная	допустимая
120,6	119,1	95,2	88,9	38,1	525	З-73*	—
142,9	141,3	114,3	114,3	44,4	770	З-86*	NC 35
144,5	142,9	—	120,7	50,8	800	NC 35	—
155,6	154,0	127,0	127,0	50,8	915	З-102*	—
158,7	157,2	127,0	127,0	50,8	935	З-102*	—
165,1	163,5	139,7	139,7	50,8	1090	З-108*	—
168,3	166,7	139,7	139,7	50,8	1150	З-108*	—
171,4	169,9	139,7	139,7	50,8	1170	З-108*	—
187,3	185,7	—	158,8	57,1	1440	NC 44	—
190,5	188,9	—	158,8	57,1	1460	NC 44	—
190,5	188,9	—	158,8	71,5	1350	NC 46	—
200,0	198,4	165,1	165,1	57,1	1685	З-133*	—
212,7	211,1	—	177,8	71,5	1760	NC 50	—
215,9	214,3	177,8	177,8	57,1	1960	З-133*	—
219,1	217,5	177,8	177,8	57,1	1980	З-133*	—
222,2	220,6	177,8	177,8	57,1	2020	З-133*	—
228,6	227,0	177,8	177,8	57,1	2040	З-133*	—
244,5	242,9	203,2	203,2	71,4	2570	З-152	$6^5/_8$ H-90
250,8	249,2	203,2	203,2	71,4	2605	З-152	$6^5/_8$ H-90
269,9	268,3	228,6	228,6	71,4	3140	З-177	З-171
279,4	277,8	228,6	228,6	71,4	3180	З-177	З-171
295,3	293,4	—	241,3	76,2	3490	З-177	—
311,1	309,6	254,0	247,7	71,4	3865	$7^5/_8$ H-90	NC 70
311,1	309,6	—	247,7	76,2	3860	NC 70	—
346,1	344,5	—	247,7	76,2	4640	NC 70	—
349,2	347,7	279,4	247,7	71,4	5340	$7^5/_8$ H-90	NC 70
381,0	379,4	304,8	247,7	71,4	6260	$7^5/_8$ H-90	NC 70
393,7	392,1	—	247,7	76,2	6200	NC 70	—
444,5	442,9	355,6	247,7	71,4	7420	$7^5/_8$ H-90	NC 70
444,5	442,9	—	247,7	76,2	7350	NC 70	—

Примечания. 1. Длина труб 9144 мм. 2. Фирма «Индустриалэкспортимпорт» не обусловливает размер стороны квадрата. 3. Калибрующая поверхность армирована твердым сплавом. 4. Тип резьб: муфта — муфта и муфта — ниппель. 5. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

РАЗМЕРЫ, ММ, ПРОТОЧЕК НА УБТ

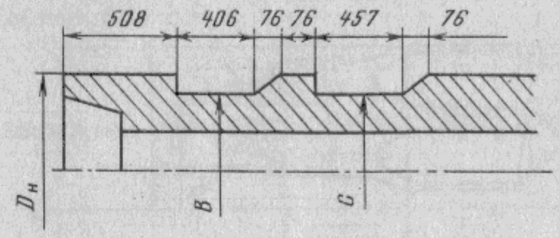


Рис. 5.7. Размеры проточек на УБТ

Таблица 5.8

Наружный диаметр УБТ $D_н$	Диаметры проточек под		Наружный диаметр УБТ $D_н$	Диаметры проточек под	
	элеватор — B	клинья ПКР — C		элеватор — B	клинья ПКР — C
104,8	93,7	95,2	184,1	165,1	171,4
120,7	107,9	111,1	190,5	171,4	177,8
146,0	130,2	133,3	196,8	177,8	184,1
152,4	136,5	139,7	203,2	184,1	190,5
158,7	142,9	146,0	228,6	206,4	215,9
165,1	149,2	152,4	241,3	219,1	228,6
171,4	152,4	158,7	247,6	225,4	234,9
177,8	158,7	165,1	254,0	231,8	241,3

5.3. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

КЛАССИФИКАЦИЯ СТАЛЬНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (СБТ)

Таблица 5.9

Показатель	Класс труб			
	отечественных		зарубежных	
	II	III	II	III
Толщина стенки при износе, %, не менее:				
равномерном	80	65	80	62,5
эксцентричном	65	55	65	55
Площадь сечения тела трубы, %, не менее	—	—	80	37,5
Продольные надрезы, оставшаяся толщина стенки, %, не менее	80	65	80	62,5
Поперечные надрезы, оставшаяся толщина стенки, %, не менее	90	80	90	80
Длина поперечного надреза от длины окружности, %, не более	10	10	10	10

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СБТ

Таблица 5.10

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
Трубы сборной конструкции ТБВ			Трубы сборной конструкции ТБВК		
42	5	Д, К	140	9; 10; 11; 12	Д, К, Е, Л
50	5,0; 5,5	Д, К	Трубы с приварными замками ТБПВ		
63,5	6,0; 6,5	Д, К	50	5,5	Д, К
73	7; 9	Д, К, Е	60,3	5	Д, К
89	7; 9	Д, К, Е	114	8,6; 10,9	Д, Е
114	8; 9; 10	Д, К, Е, Л	127	9,2; 12,7	Д, Е, Л
140	9; 10; 11	Д, К, Е, Л			

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ

ГОСТ 631—75, ТУ 14-3-549—76, ТУ 14-3-577—77, ТУ 14-3-713—78, ТУ 14-3-754—78, ТУ 14-3-844—79, ТУ 14-3-973—80, ТУ 14-3-1002—81, ТУ 14-3-1187—83, ТУ 39-886—83, ТУ 26-02-518—73

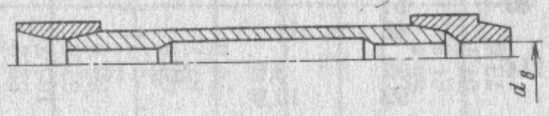


Рис. 5.8. Труба бурильная

Таблица 5.11

Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Замок			Масса 1 м с учетом замка, кг
наружный	минимальный		Тип	$d_в$, мм	Резьба	
Трубы сборной конструкции ТБВ (рис. 5.8)						
42	22	5	З-42	22	З-42	4,7
50	28	5,5	З-50	28	З-50	6,3
63,5	40	6,5	З-63,5	40	З-63,5	8,8
73	45	7	ЗН-95	32	З-76	12,9
	34	9				15,6
89	60	7	ЗН-108	38	З-88	16,0
	49	9				19,5
114	78	8				24,2
	74	9	ЗШ-146	80	З-121	26,5
	70	10				28,9
140	101	9				33,7
	100	10	ЗШ-178	101	З-147	36,8
	91	11				39,5

Продолжение табл. 5.11

Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Замок			Масса 1 м с учетом замка, кг
наружный	минимальный		Тип	$d_в$, мм	Резьба	
Трубы сборной конструкции ТБВК (см. рис. 5.8)						
140	102	9	ЗШК-178	101	З-147	33,7
	100	10				36,8
	100	11				39,5
	100	12				42,2
	98	13,5				46,0
Трубы для электробурения с высадкой внутрь						
127	92	9	ЗЭ1-155	—	З-133	30,3
	92	10				33,0
Трубы для электробурения с высадкой наружу						
114	94	10	ЗЭ1-155	—	З-133	29,9
140	120	10	ЗЭ1-185	—	З-161	38,3
Трубы с приварными замками ТБПВ						
50	39	5,5	З-50	28	З-50	7,7
60	50	5	З-50	28	З-50	8,7
89	54	9	—	50	З-86	19,7
	45	11	—	45	З-86	23,0
114	92	8,6	ЗП-114	89	З-133	27,5
	92	10,9				33,0
127	104	9,2	ЗП-127	102	З-147	32,2
	101	12,7				41,8

Примечание. Длина труб нефтяного сортамента 12 м, геологоразведочного — 4,5 м.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ДЕФЕКТОСКОПИИ СБТ НА БУРОВОЙ

Таблица 5.12

Вид бурения	Забой скважины, м	Класс труб	Участки трубных резьб	Зона сварного шва труб ТБПВ
Турбинный	<2500	I, II	90	120
	<2500	III	30	30
	2500—3500	I, II	65	120
	>3500	I II	45	90
Роторный, турбинно-роторный	<2500	I, II	60	60
	<2500	III	30	30
	2500—3500	I, II	45	60
	3500—4000	I, II	30	45
	4000—5000	I	30	45
	>5000	I	20	45

Примечания. 1. Периодичность дефектоскопии в сут производительного времени проводки скважины. 2. При бурении в осложненных условиях (каверны, 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) дефектоскопия обязательна.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ I КЛАССА РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП ПРОЧНОСТИ

Таблица 5.13

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка до предела текучести, кН				Внутреннее давление до предела текучести, МПа				Сминающее давление, МПа			
		Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
42	5	200	270	—	—	77,7	102,1	—	—	73,5	96,0	—	—
50	5,5	280	370	—	—	71,8	94,3	—	—	66,7	87,3	—	—
60	5	330	430	—	—	54,4	71,4	—	—	56,9	74,8	—	—
63,5	6	410	540	—	—	61,7	81,0	—	—	55,4	72,1	—	—
73	7	540	680	780	—	62,6	82,2	90,4	—	55,9	73,6	80,4	—
	9	680	880	980	—	80,4	105,7	116,5	—	76,5	100,1	109,9	—
89	7	680	880	980	—	51,4	67,5	74,4	—	43,7	55,9	60,8	—
	9	830	1120	1220	—	66,1	86,8	95,7	—	60,3	78,5	86,3	—
114	8	980	1320	1420	1710	46,0	60,0	66,2	78,0	37,3	47,1	51,0	58,4
	9	1130	1470	1610	1910	51,5	67,7	74,5	87,3	44,1	56,4	61,3	70,6
	10	1220	1610	1760	2100	56,9	74,5	82,4	98,1	50,5	65,1	71,1	82,9
	10,9	1300	—	1900	—	62,2	—	90,1	—	56,8	—	80,7	—
127	9,2	1120	—	1810	2100	46,1	—	66,7	78,5	37,2	—	52,0	59,3
	12,7	1700	—	2230	2900	65,3	—	94,5	112,0	67,0	—	97,1	112,3
140	9	1370	1810	2010	2350	42,2	55,4	60,8	71,6	32,9	41,2	44,1	50,0
	10	1520	2010	2200	2600	47,1	61,8	67,7	79,5	38,7	49,0	53,0	60,3
	11	1670	2160	2400	2840	51,5	67,7	74,5	88,3	44,1	56,4	61,3	70,6
	12	1800	2360	2600	3090	56,0	73,6	81,1	96,1	49,0	63,3	69,1	80,3

Примечание. При работе с клиновым захватом допустимая растягивающая нагрузка может быть ниже приведенной.

ДОПУСТИМЫЙ ИЗНОС СТАЛЬНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ II И III КЛАССОВ

Таблица 5.14

Диаметр трубы	Толщина стенки	II класс		III класс	
		Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее	Диаметр, не менее	Толщина стенки, не менее
73	7	70,2	5,6	68,1	4,55
	9	69,4	7,2	66,7	5,85
89	7	86,2	5,6	84,1	4,55
	9	85,4	7,2	82,7	5,85
114	8	111,1	6,4	108,7	5,20
	9	110,7	7,2	108,0	5,85
	10	110,3	8,0	107,3	6,50
127	9,2	123,4	7,4	120,8	6,10
	12,7	122,6	10,5	119,6	9,00
140	9	135,9	7,2	133,4	5,85
	10	135,7	8,0	132,7	6,50
	11	135,3	8,8	131,9	7,11
	12	134,9	9,6	131,2	7,75

Примечание. Размеры в мм.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ВЕСА, кН, БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ ПОДВЕСКЕ ТРУБ I КЛАССА РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП ПРОЧНОСТИ В КЛИНОВОМ ЗАХВАТЕ

Таблица 5.15

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Длина клина 300 мм				Длина клина 400 мм			
		Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
89	7	590	770	850	—	610	800	880	—
	9	740	970	1070	—	770	1010	1110	—
114	8	830	1090	1200	1420	870	1140	1260	1480
	9	930	1220	1340	1590	970	1280	1400	1660
	10	1020	1340	1480	1750	1070	1410	1550	1830
	10,9	1100	—	1590	—	1150	—	1660	—
127	9,2	1020	—	1480	1740	1070	—	1550	1830
	12,7	1370	—	1980	2310	1430	—	2050	2400
140	9	1110	1460	1600	1890	1170	1540	1690	2000
	10	1220	1610	1770	2090	1290	1700	1870	2210
	11	1340	1760	1930	2290	1410	1860	2040	2410
	12	1460	1910	2100	2490	1530	2010	2210	2610

РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ, кН, ДО ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ МАТЕРИАЛА СТАЛЬНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ II И III КЛАССОВ

Таблица 5.16

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	II класс				III класс			
		Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
73	7	420	560	620	—	340	440	490	—
	9	520	680	760	—	420	560	610	—
89	7	510	680	760	—	380	490	540	—
	9	660	880	970	—	530	690	760	—
114	8	800	1050	1160	1370	630	810	900	1070
	9	890	1170	1280	1520	700	910	1010	1190
	10	970	1270	1390	1650	760	1000	1100	1300
	10,9	1040	—	1460	—	820	—	1190	—
127	9,2	970	—	1390	1650	760	—	1100	1300
	12,7	1270	—	1790	2120	1010	—	1450	1710
140	9	1090	1430	1570	1860	880	1160	1270	1500
	10	1200	1570	1730	2060	970	1270	1400	1650
	11	1320	1730	1910	2260	1060	1380	1520	1800
	12	1440	1880	2070	2450	1150	1480	1640	1950

ЗАРУБЕЖНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

СТАНДАРТЫ 5А, 5АХ, АНИ И ФИРМ «NKK», «SM», «TSK»

Таблица 5.17

Труба					Замок			Масса 1 м с учетом замка, кг
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Марка стали	Тип резьбы	Диаметр, мм		Допустимый момент, кН·м	
					наружный	внутренний		
60,3	7,11	Н	Е	NC 26	86	44*	9,2	10,4
			X, G	NC 26	89*	44*	9,2	10,5
73,0	9,19	Н	Е	NC 31	105	54*	16,0	16,1
			X, G	NC 31	105	51*	17,9	16,2
			S	NC 31	111*	41*	23,0	16,7
88,9	6,45	Н	Е	NC 38	121	68*	24,5	15,5
	9,35	Н	Е	NC 38	121*	68*	24,5	20,6
			X	NC 38	127*	65*	27,5	21,3
			G, S	NC 38	127*	62*	30,0	21,4
			S	NC 40	136	62	40,7	22,2
		В	Е	NC 31	105	54	18,0	20,1

Продолжение табл. 5.17

Труба					Замок			Масса 1 м с учетом замка, кг
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Марка стали	Тип резьбы	Диаметр, мм: наружный	Диаметр, мм: внутренний	Допустимый момент, кН·м	
88,9	11,40	Н	E	NC 38	127*	65*	27,5	24,4
			X	NC 38	127*	62*	30,0	24,6
			G	NC 38	127*	54*	35,8	24,7
			S	NC 38	127	62	30,0	24,6
			S	NC 40	140	57	45,4	26,1
101,6	6,65	В	E	NC 40	133	71	31,9	18,3
		Н	E	NC 46	146	83	46,2	19,6
	8,38	В	E	NC 40	133*	71	31,9	22,5
			X	NC 40	133	68*	34,4	22,6
			G	NC 40	140*	62*	40,7	23,3
			S	NC 40	140	51	50,1	23,4
	8,38	Н	E, X, G	NC 46	152	83	45,6	23,8
			S	NC 46	152	76	53,1	23,9
	9,65	В	E	NC 40	133	68	34,4	25,3
			X	NC 40	137	62	40,7	25,9
			G	H 90	140	71	48,0	25,8
114,3	6,88	Н	E	NC 50	162	95	46,2	22,9
	8,56	В	E, X, G	NC 46	159	76*	53,7	27,5
			S	NC 46	159	70	60,9	27,6
			E, X, G	4½ FH	152	76	47,2	27,1
			S	4½ FH	159	63	60,9	27,7
		Н	E, X, G	NC 50	162	95*	51,0	26,9
			S	NC 50	162	89*	60,6	27,3
		ВН	E, X, G	4½ FH	152*	76	47,2	27,3
	10,92	Н	E	NC 50	162	92	55,9	33,5
			X, G	NC 50	162	89	60,6	34,4
			S	NC 50	168*	73*	82,7	35,0
		ВН	E	NC 46	159	76	53,7	33,0
			X	NC 46	159	70	60,9	33,2
			G	NC 46	159	63	67,2	33,4
			S	NC 46	159	57	67,6	33,5
			E	4½ FH	152*	76	47,2	32,3
			X, G	4½ FH	152*	63*	60,0	33,5
127,0	9,19	ВН	E, X, G	5½ FH	178	95*	76,5	33,5
			S	5½ FH	184	89	96,0	34,6
			E	NC 50	162	95*	51,0	31,2
			X	NC 50	162	89*	60,6	31,4
			G	NC 50	165*	83*	69,7	32,0
			S	NC 50	168*	70*	88,0	32,9
	12,70	ВН	E	NC 50	162	89*	60,9	40,2
			X	NC 50	165	76	77,3	42,1
			G	NC 50	168	70	80,0	43,8

Продолжение табл. 5.17

Труба					Замок			Масса 1 м с учетом замка, кг
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип высадки	Марка стали	Тип резьбы	Диаметр, мм: наружный	Диаметр, мм: внутренний	Допустимый момент, кН·м	
127,0	12,70	ВН	E, X	5½ FH	178	89	84,3	42,4
			G		184	89	98,3	43,1
			S		184	83	105,3	43,5
139,7	9,17	ВН	E	5½ FH	178	102	76,3	35,6
			X	5½ FH	178*	95*	84,0	36,1
			G	5½ FH	184	89	98,0	37,2
			S	5½ FH	190	76	117,2	38,5
	10,54	ВН	E	5½ FH	178	102	76,3	40,0
			X	5½ FH	184	89	84,3	41,5
			G	5½ FH	184	89	98,0	41,5
			S	5½ FH	190	76	117,2	42,8

Примечания. 1. Тип высадки: В — внутрь, Н — наружу, ВН — внутрь и наружу. 2. Звездочкой обозначены замки, которые японские фирмы изготовляют с размерами, отличающимися от указанных (по стандартам АНИ) без изменения прочностных характеристик труб.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

КАТАЛОГИ ФИРМ «ОМСКО», «ПЕТКО», «СБК ИНТЕРНЕЙШНЛ», «СМИТ ИНТЕРНЕЙШНЛ»

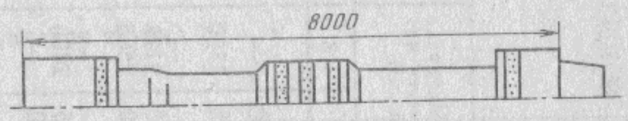


Рис. 5.9. Бурильная труба специальная

Таблица 5.18

Диаметр трубы, мм: наружный	Диаметр трубы, мм: внутренний	Толщина стенки, мм	Диаметр, мм: протектора	Диаметр, мм: замка	Масса трубы, кг	Резьба	Допустимая растягивающая нагрузка, кН	Допустимый момент, кН·м
88,9	52,4	18,2	100,0	120,6	370	NC-38	1570	13,8
101,6	65,1	18,2	112,7	133,3	410	NC-40	1850	19,5
114,3	69,9	22,2	125,4	158,7	580	NC-46	2490	30,0
127,0	76,2	25,4	138,1	165,1	710	NC-50	3650	41,0

Примечание. Фирма «СБК Интернейшнл» изготавливает трубы с 18° заплечиками.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

СТАНДАРТ АНИ RP 7G

Таблица 5.19

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка до предела текучести материала труб, кН				Допустимый крутящий момент, кН·м				Внутреннее давление при допускаемых растягивающих нагрузках, МПа				Сминающее давление, МПа			
		E	X	G	S	E	X	G	S	E	X	G	S	E	X	G	S
60,3	7,11	615	780	860	—	10,7*	11,9*	—	—	106	135	149	—	107	136	150	—
73,0	9,19	955	1210	1335	1750	19,8*	21,9*	28,2*	205	114	144	160	205	114	144	159	205
88,9	6,45	865	—	—	—	—	—	—	—	65	—	—	—	69	—	—	—
	9,35	1210	1530	1690	2175	31,9*	35,2*	45,3*	171	95	120	133	171	97	123	136	175
	11,40	1435	1820	2010	2585	36,2*	40,0*	51,4*	209	116	147	162	209	116	146	162	208
101,6	6,65	1025	—	—	—	—	—	—	—	59	—	—	—	58	—	—	—
	8,38	1270	1610	1775	2285	40,0*	44,2*	56,8*	134	75	95	104	134	78	99	110	139
	9,65	1440	1825	2020	—	44,3*	49,0*	—	—	86	109	120	—	89	113	124	—
114,3	6,88	1200	—	—	—	—	—	—	—	54	—	—	—	50	—	—	—
	8,56	1470	1860	2060	2645	52,9	58,5*	75,2*	122	68	86	95	122	72	88	95	116
	10,92	1835	2325	2570	3300	63,4*	70,0*	90,0*	156	86	110	121	156	89	113	125	161
127,0	9,19	1760	2230	2465	3165	70,7*	78,1*	100,5*	118	65	83	92	118	69	83	90	108
	12,70	2360	2985	3300	4245	89,7*	99,2*	127,5*	163	90	115	127	163	93	118	130	167
139,7	9,17	1945	2465	2720	3500	87,1*	96,2	123,8*	107	59	75	83	107	58	69	74	88
	10,54	2210	2800	3095	3980	97,2*	107,4*	138,0*	118	68	86	97	118	72	89	96	118

Примечания. 1. Для труб, обозначенных звездочкой, прочность замка в зависимости от типа соединения может быть ниже прочности трубы (см. табл. 5.17). 2. Допустимый момент рассчитан из условия $[\tau] = 0{,}577\,[\sigma_т]$. 3. В таблице приведена характеристика труб, выпускаемых по стандартам АНИ или собственным фирмами «Ниппон Кокан Корпорейшн», «Сумитомо метал», «Цукамото Секи».

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НОВЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ СЕРОВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СКВАЖИН

Таблица 5.20

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Допустимая растягивающая нагрузка, кН		Допустимый крутящий момент, кН·м		Допустимое внутреннее давление, МПа		Сминающее давление, МПа	
		SM-75DS	SM-95DS	SM-75DS	SM-95DS	SM-75DS	SM-95DS	SM-75DS	SM-95DS
101,6	8,38	1265	1610	32,2	40,8	74,6	94,7	78,3	99,1
114,3	8,56	1470	1865	42,6	54,0	67,8	85,8	71,6	87,7
	10,92	1835	2325	51,0	64,6	86,5	109,4	89,3	112,8
127,0	9,19	1755	2225	56,9	72,1	65,5	83,0	69,0	82,8
	12,70	2355	2990	72,2	91,5	90,4	114,8	93,1	117,7

Примечание. Характеристики по данным фирмы «Сумитомо Метал».

АЛЮМИНИЕВЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (АБТ)

ГОСТ 23786—79, ТУ 41-01-363—79, ТУ 1-2-451—83

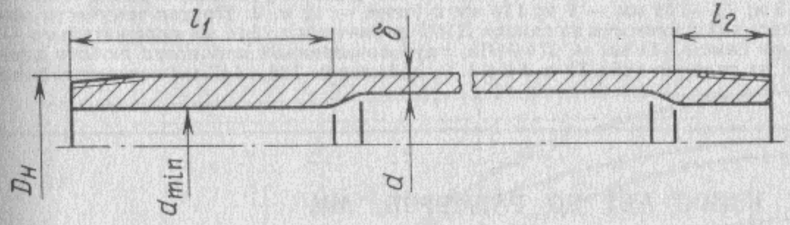


Рис. 5.10. Алюминиевая бурильная труба

Таблица 5.21

Диаметр трубы $D_н$	Толщина стенки δ	d	Высадка			Диаметр протектора	Осевой момент инерции, см⁴	Масса 1 м с учетом замка, кг
			d_{min}	l_1	l_2			
Трубы, поставляемые 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
Трубы, поставляемые с ниппельным соединением								
54	9	36	22	—	—	—	34	4,4

Продолжение табл. 5.21

Диаметр трубы $D_н$	Толщина стенки δ	d	Высадка			Диаметр протектора	Осевой момент инерции, см⁴	Масса 1 м с учетом замка, кг
			d_{min}	l_1	l_2			
Трубы, поставляемые с замками								
114	10	94	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
Трубы с протекторным утолщением и навинченными замками								
129	11	107	95	1300	250	150	716	14,4
147	11	125	113	1300	250	172	1093	17,0
170	11	148	136	1300	250	197	1744	20,0
	13	144	136	1300	250	197	1985	23,5

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Номинальная длина труб диаметром 54 мм — 4,5 м; 64 мм — 5,3 м; 73—108 мм — 9 м; 114 мм и более — 12 м. 3. Предел текучести материала труб нормальной прочности из сплава Д16Т диаметром до 114 мм включительно — 255 МПа, диаметром свыше 114 мм — 274 МПа, труб повышенной прочности любого диаметра — 294 МПа; из сплавов 1953.Т1 и АК4-1.Т1 диаметром 129—147 мм соответственно 480 и 274 МПа.

ДОПУСТИМЫЙ ИЗНОС АБТ ДО РАЗМЕРОВ, ММ

РД 39-2-162—79

Таблица 5.22

Диаметр трубы	Толщина стенки	I класс		II класс		III класс	
		Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	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

Продолжение табл. 5.22

Диаметр трубы	Толщина стенки	I класс		II класс		III класс	
		Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки
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

НАГРУЗКИ, ПРИ КОТОРЫХ НАСТУПАЕТ ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ АБТ I КЛАССА С УЧЕТОМ ДОПУСТИМОГО ИЗНОСА ИЗ СПЛАВА Д16Т

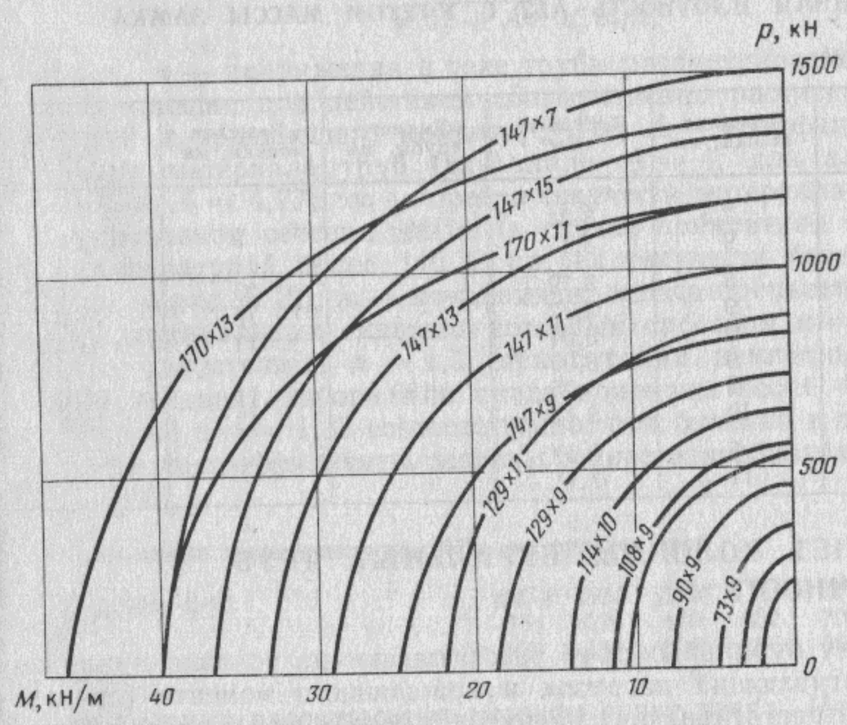


Рис. 5.11. График соотношения допустимых растягивающих нагрузок и моментов вращения для АБТ

Таблица 5.23

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, кН	Вращающий момент, кН·м	Наружное давление, МПа	Внутреннее давление, МПа
54	7,5	274	2,4	60,3	63,8
64	8	350	3,7	52,5	57,4
73	9	460	5,5	51,5	56,4
90	9	580	8,9	39,2	46,1
103	9	675	12,2	32,4	39,7
108	9	715	13,5	29,9	37,8
114	10	830	16,5	32,4	39,7
129	9	930	21,7	23,0	34,3
	11	1115	25,3	33,3	41,7
147	9	1070	29,0	17,7	29,9
	11	1290	34,0	29,4	36,8
	13	1500	38,5	35,3	43,6
	15	1700	42,6	43,2	50,0
	17	1900	46,3	51,0	56,9
170	11	1500	46,9	19,6	31,9
	13	1750	53,4	27,5	37,3

ПРИВЕДЕННАЯ ПЛОТНОСТЬ АБТ С УЧЕТОМ МАССЫ ЗАМКА

Таблица 5.24

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Плотность, г/см³	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Плотность, г/см³
54	7,5	3,24	147	9	3,21
	9	3,40		11	3,15
64	8	3,79		13	3,11
73	9	3,12		15	3,07
90	9	3,04		17	3,04
103	9	3,09			
108	9	3,05	170	11	3,16
114	10	3,12		13	3,06
129	9	3,17			
	11	3,11			

5.4. РАСЧЕТ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ НА ПРОЧНОСТЬ

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

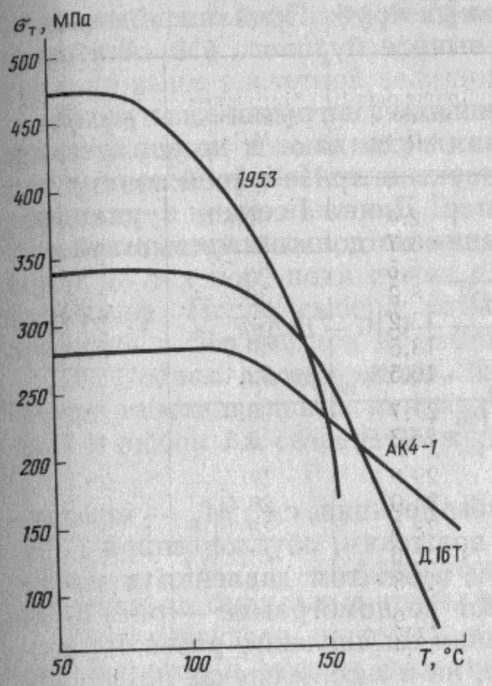
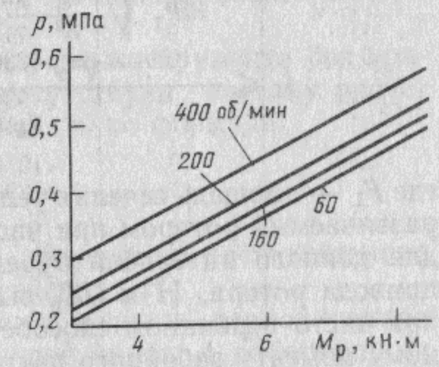


Рис. 5.12. Зависимость предела текучести АБТ от температуры в скважине через 500 ч работы

Рис. 5.13. Зависимость крутящего момента на роторе от давления в ШПМ-500 (в муфте 2ШПМ-500 $M_{кр}$ в 1,8—1,85 раза больше приведенного)



$$\sqrt{\sigma_p^2 + A\tau^2} \leqslant \sigma_т/n,$$

где σ_p, τ — напряжения в теле трубы рассматриваемого сечения, возникающие под действием соответственно растягивающих нагрузок и вращающего момента, МПа; A — коэффициент анизотропии материала труб (для стали $A = 4$, для алюминиевых сплавов $A = 4{,}77$); $\sigma_т$ — предел текучести материала труб в рассматриваемом сечении, МПа (в случае применения АБТ в зоне с температурой более 140 °С предел текучести берется из графика — рис. 5.12); 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 более 4° на 100 м, $n = 1{,}45$ и $n = 1{,}35$ соответственно; при бурении в осложненных условиях коэффициенты запаса прочности необходимо увеличить на 0,05).

Прочностные характеристики, МПа, материалов труб

Материал труб	АК-4	1953	Д16Т	Д	К	Е	Л
$\sigma_в$	364	529	430	650	700	750	800
$\sigma_т$	274	480	300	380	500	550	650

Колонну рассчитывают 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. Приближенно определяют необходимое давление на выкиде бурового насоса в процессе бурения $p_{бур}$.

1. *Процесс бурения.* Максимальные нагрузки на колонну бурильных труб в процессе бурения возникают в момент резкой заклинки любого элемента компоновки в призабойной зоне, т. е. когда еще не успели остановить ротор. Длина I секции бурильных труб над УБТ в первом приближении не должна превышать

$$l_{\text{I}} \leqslant \frac{10F_{\text{I}}\sqrt{\frac{\sigma_{\text{т}}^2}{n^2} - A\frac{M_{\text{р}}^2 D^2}{16I^2}} + 0{,}1G - 10\,\Delta p F_0 - (m_{\text{т}} + m_{\text{УБТ}})(1 - 0{,}128\rho_{\text{ж}})\cos\alpha_i}{q_{\text{I}}\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{т}}}\right)\cos\alpha_j},$$

где F_{I} — площадь сечения тела трубы I секции, см²; $M_{\text{р}}$ — момент, развиваемый ротором при частоте вращения, обусловленной ГТН для данного интервала бурения, и принятом давлении в муфте привода ротора, Н·м ($M_{\text{р}}$ выбирают по номограмме — рис. 5.13, 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; I — осевой момент инерции тела трубы I секции, см⁴; G — нагрузка на долото, обусловленная ГТН, Н; Δp — потери давления в долоте, забойном двигателе, УБТ и рассчитываемой I секции бурильных труб при обусловленном ГТН расходе промывочной жидкости, МПа; F_0 — площадь внутреннего канала трубы I секции, см²; $m_{\text{т}}$, $m_{\text{УБТ}}$ — масса забойного двигателя и УБТ, кг; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{т}}$ — плотность промывочной жидкости и материала труб, г/см³ (для стальных труб $\rho_{\text{т}} = 7{,}8$ г/см³, для алюминиевых $\rho_{\text{т}} = 2{,}6$ г/см³); α_i — средний угол наклона ствола скважины от забоя до верхнего конца УБТ, градус (при угле наклона до 15° можно принимать $\alpha_i = 0$); α_j — средний угол наклона ствола скважины от УБТ до рассматриваемого сечения, градус (при угле наклона до 15° можно принимать $\alpha_j = 0$); q_{I} — масса 1 м бурильных труб I секции, кг/м.

Указанная формула предполагает, что момент, развиваемый ротором, полностью передается на забой. Фактически, в глубоких и наклонных скважинах на забой передается момент

$$M_{\text{заб}} = M_{\text{р}} - M_{\text{х. х}},$$

где $M_{\text{х. х}}$ — момент, затрачиваемый на холостое вращение колонны бурильных труб.

Зависимость $M_{\text{х. х}}$ от глубины, пространственной траектории, конфигурации сечения ствола скважины, свойств промывочной жидкости и других факторов может быть непрямолинейной. При

подборе бурильных труб без учета потери мощности на холостое вращение ($M_{\text{х. х}} = 0$) коэффициент запаса прочности будет несколько выше расчетной величины.

Вторую секцию рассчитывают аналогично по приведенной выше формуле только с уменьшением числителя на величину, равную массе труб I секции с учетом потери веса в промывочной жидкости и угла наклона. Величины, относящиеся к I секции, заменяют величинами, относящимися ко II секции. Расчет проводят до тех пор, пока сумма длин секций не превысит глубины скважины. После выбора компоновки уточняют общие потери давления в системе при промывке $p_{\text{раб}}$.

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

$$P_{\text{стр}\,i} \leqslant [P_{\text{стр}}]_i/n,$$

где $P_{\text{стр}\,i}$, $[P_{\text{стр}}]_i$ — фактические и допустимые растягивающие нагрузки на бурильные трубы в i-м сечении, Н.

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

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

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

$$Q_{\text{соб I}} = q_{\text{I}} l_{\text{I}} 10\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{т}}}\right)\cos\alpha_j,$$

1,15 — коэффициент, учитывающий силы сопротивления движению вверх рассматриваемой секции бурильных труб (учитывает конфигурацию сечения ствола, силы инерции, свойства промывочной жидкости); ΔQ — дополнительная сила сопротивления, учитывающая силы трения, Н; Δp_{I} — потери давления промывочной жидкости при течении в I секции, расположенных ниже УБТ, забойном двигателе и долоте, а также в затрубном пространстве от забоя до устья, МПа; q_{I}, l_{I} — соответственно масса 1 м и длина I секции бурильных труб, определенная выше.

Если на рассматриваемом интервале есть наклонный участок ($\alpha \geqslant 15°$) или участок набора (спада) кривизны, то определяют дополнительную силу сопротивления по следующим формулам:

для наклонного участка

$$\Delta Q_{\text{н}} = 10 q_{\text{н}} l_{\text{н}} \mu\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{т}}}\right)\sin\alpha_{\text{н}};$$

для криволинейного участка — набор или спад кривизны, первым слагаемым в формуле Александрова [1] можно пренебречь вследствие незначительной величины,

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

где $q_н$ — масса 1 м бурильных труб на участке $l_н$, кг/м; $l_н$ — длина наклонного участка в рассматриваемом интервале, м; μ — коэффициент трения стали по породе (принимается по табл. 5.26); $\alpha_н$ — угол наклона участка, градус; $Q_{ниж}$ — масса всех расположенных ниже труб и забойного двигателя, кг; $\psi_к$ — суммарный угол охвата на криволинейном участке (пространственный угол искривления ствола скважины), радиан

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

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 определить также по формулам А. Колесникова или А. Лубинского.

Так как скважина имеет ограниченную форму сечения, то при движении труб вверх они будут всегда касаться стенок скважины независимо от траектории ствола по образующей (внизу трубы, вверху или сбоку). Поэтому в формуле Александрова все слагаемые должны иметь знак плюс независимо от характера кривизны (набор или спад).

Если при расчете окажется, что $[P_{стр}]_i / P_{стр\,t} < n$, то методом последовательного уменьшения длины l_I достигают равенства уравнения.

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

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

РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ НА ВЫНОСЛИВОСТЬ

При роторном и турбинно-роторном способах проводки скважины трубы, расположенные в интервалах интенсивного искривления траектории ствола, необходимо проверить на усталостную прочность (выносливость). Кроме того, даже в вертикальном участке ствола колонна бурильных труб при вращении подвержена воздействию циклических нагрузок.

I. Напряжения (в МПа) в растянутой части колонны:
на вертикальном или наклонном участке

$$\sigma_р = 0{,}01 P_{стр}/F, \qquad \sigma_m = 0, \qquad \sigma_a = 2{,}47 \frac{EDf}{L^2};$$

на участке набора или спада кривизны

$$\sigma_р = 0{,}01 P_{стр}/F, \qquad \sigma_m = \sigma_a, \qquad \sigma_a = ED/2R,$$

где $\sigma_р$ — напряжения растяжения; $P_{стр}$ — нагрузка растяжения, действующая при бурении на рассматриваемое сечение, Н (определяется по формулам предыдущего раздела); F — площадь опасного сечения тела трубы, см^2; σ_m, σ_a — постоянное и переменное напряжение изгиба; E — модуль упругости материала трубы (для СБТ $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа, для АБТ $E = 0{,}7 \cdot 10^5$ МПа); f — стрела прогиба трубы, см, $f = 0{,}5$ ($D_{скв} - D_з$); $D_{скв}$, $D_з$ — диаметры скважины и замка; L — длина полуволны вращающейся колонны,

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

I — осевой момент инерции тела трубы, см^4, $I = 0{,}049$ ($D^4 - d^4$); D, d — наружный и внутренний диаметры тела трубы, см; q — масса 1 см бурильной трубы в рассматриваемом сечении, кг; n — частота вращения ротора, об/мин; R — пространственный радиус кривизны траектории ствола скважины на рассматриваемом интервале длиной l (в м), см, $R = 100l/\psi_к$.

II. Напряжения в «нулевом» сечении рассчитывают по приведенным выше формулам при условии $\sigma_р = 0$. Так как «нулевое» сечение расположено в зоне УБТ, то расчет представляет собой проверку прочности УБТ на циклические нагрузки. Опасные сечения УБТ — первая нитка замковой резьбы ниппеля и проточка под элеватор. В формулы проставляют соответствующие размеры D и F при $f = 0$.

При использовании бурильных труб сборной конструкции с резьбой закругленного профиля опасное сечение расположено в основной плоскости резьбы.

Коэффициент запаса прочности

$$n_в = \frac{\sigma_{-1}(\sigma_в - \sigma_р)}{\sigma_в \sigma_a - \sigma_{-1}\sigma_m} \geqslant 1{,}5,$$

где $\sigma_в$ — предел прочности материала трубы на разрыв, МПа; σ_{-1} — предел выносливости материала трубы при симметричном цикле изгиба, МПа.

Если коэффициент запаса прочности окажется менее 1,5, то необходимо через определенный на практике промежуток времени заменять бурильные трубы, расположенные в рассматриваемом интервале, на новые. В противном случае произойдет усталостный слом трубы.

ПРЕДЕЛ ВЫНОСЛИВОСТИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, МПа

Таблица 5.25

Диаметр труб, мм	Типы бурильных труб								
	ТБВ			ТБВК		ТБПВ		АБТ	
	Д	К	Е	Д	Е	Д	К	Д16Т	1953
50	80	—	—	—	—	—	—	—	—
60	—	—	—	—	—	100	—	—	—
73	75	65	—	140	150	—	—	50	—
89	75	60	—	—	—	—	—	—	—
114	70	60	80	140	120	100	90	45	—
127	—	—	—	—	110	100	90	—	—
140	70	60	80	—	110	100	90	—	—
147	—	—	—	—	—	—	—	40	40

КОЭФФИЦИЕНТЫ ТРЕНИЯ СТАЛИ ПО ПОРОДЕ (ТРЕНИЕ ПОКОЯ)

Таблица 5.26

Порода	Жидкость на контакте трения	Нормальное давление на контакте, МПа		
		0,1	1,0	5,0
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, нефть	0,05	0,06	0,07
	То же + УЩР, СМАД, графит	0,01	0,02	0,02
Алевролит	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

Продолжение табл. 5.26

Порода	Жидкость на контакте трения	Нормальное давление на контакте, МПа		
		0,1	1,0	5,0
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 следующее соотношение добавленных химических реагентов (в %): УЩР + нефть = 5 + 5; УЩР + СМАД + графит = 5 + 1,5 + 1,5.

5.5. ОСНАСТКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ГОСТ 5286—75, ГОСТ 7918—75, ТУ 26-02-989—84, ТУ 26-02-811—78, ТУ 26-02-1026—86, ТУ 26-02-53—75, ТУ 26-02-72—76, ТУ 26-02-1001—85, ТУ 41-01-208—76, ТУ 41-01-309—77

Таблица 5.27

Шифр	Шифр труб		Резьба		Диаметр замка, мм		Длина замка, мм	Масса, кг
	стальных	алюминиевых	замковая	трубная	наружный	внутренний		
З-42	ТБВ-42	—	З-42	Т-42	57	22	355	5
З-50	ТБВ-50	АБТ-54	З-50	Т-50	65	28	405	7
З-63,5	ТБВ-63,5	—	З-63,5	Т-63,5	83	40	480	13
ЗН-95	ТБВ-73	—	З-76	—	95	32	430	16
ЗЛ-90	ТБВ-73	АБТ-73	З-76	—	90	41	390	11
ЗЛ-116	ТБВ-89	АБТ-103	З-102	—	116	72	425	18
ЗШК-118	ТБВК-89	—	З-101	ТТ-82	118	62	455	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	З-108*	ТТ-94	133	72	506	32
ЗЛ-140	ТБВ-114	АБТ-114	З-121	—	140	80	445	22
ЗУК-146	ТБВК-114	—	З-122*	ТТ-107	146	82	506	36
ЗЛ-152	ТБВ-127	АБТ-129	З-133	—	152	95	445	30
ЗУК-162	ТБВК-127	—	З-133*	ТТ-122	162	95	505	40
ЗШ-178	ТБВ-140	—	З-147	—	178	101	573	61
ЗШК-178В	ТБВК-140	АБТВК-147	З-147	ТТ-132	178	101	575	61
ЗШК-178М	ТБВК-140	—	З-147	МК 148	178	101	575	61
ЗЛК-178	ТБВК-140	АБТВК-147	З-147	ТТ-138	178	101	575	60
ЗЛ-172	—	АБТ-147	З-147	—	172	110	465	40

Примечания. 1. При использовании смазки Р-416 или Р-113 гарантийный срок не менее 500 циклов свинчивания-развинчивания. 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ГОСТ 7360—82, ТУ 36-2328—80

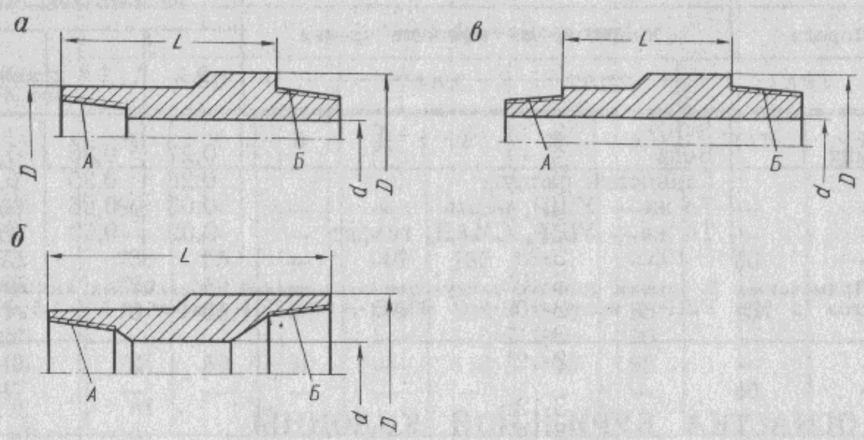


Рис. 5.14. Переводники для бурильной колонны:
а — типа П; *б* — типа М; *в* — типа Н

Таблица 5.28

Шифр	Резьба		Длина L, мм	Диаметры, мм		Масса, кг
	А	Б		наружный D	внутренний d	
			Переходные (рис. 5.14, *а*)			
П-76/76	З-76	З-76	300	95	32	—
П-76/88		З-88	395	113	38	22
П-76/101		З-101	300	118	44	—
П-76/121		З-121	300	146	44	—
П-76/147		З-147	350	178	44	—
П-76/152		З-152	350	197	44	—
П-86/66	З-86	З-66	356	108	25	17
П-86/73		З-73	356	108	44	16
П-86/76		З-76	369	108	32	17
П-86/88		З-88	395	113	38	21
П-86/101		З-101	420	118	54	23
П-88/76	З-88	З-76	300	108	32	—
П-88/88		З-88	395	113	38	21
П-88/101		З-101	420	118	58	22
П-88/117		З-117	300	140	58	—
П-88/121		З-121	500	146	58	38
П-88/147		З-147	350	178	58	—
П-88/152		З-152	350	197	58	—
П-88/171		З-171	350	203	58	—
П-101/88	З-101	З-88	420	118	38	24
П-101/102		З-102	437	120	62	22
П-101/117		З-117	500	140	58	35
П-101/127		З-127	497	146	62	37

Продолжение табл. 5.28

Шифр	Резьба		Длина L, мм	Диаметры, мм		Масса, кг
	А	Б		наружный D	внутренний d	
П-102/88	З-102	З-88	430	120	38	24
П-102/101		З-101	430	120	62	21
П-102/117		З-117	499	140	58	35
П-102/121		З-121	496	146	78	31
П-108/88	З-108	З-88	451	133	38	27
П-108/101		З-101	459	133	62	25
П-108/102		З-102	465	133	70	24
П-108/117		З-117	463	140	58	36
П-108/121		З-121	490	146	72	35
П-117/121	З-117	З-121	457	146	78	34
П-117/147		З-147	523	178	78	56
П-121/86	З-121	З-86	489	146	54	29
П-121/101		З-101	490	146	62	31
П-121/102		З-102	496	146	70	30
П-121/108		З-108	502	146	72	33
П-121/121		З-121	457	146	80	32
П-121/122		З-122	469	146	80	34
П-121/133		З-133	484	155	80	43
П-121/147		З-147	524	178	80	56
П-121/152		З-152	350	197	80	—
П-121/161		З-161	537	203	80	73
П-121/171		З-171	350	203	80	—
П-122/101	З-122	З-101	490	146	62	29
П-122/102		З-102	496	146	70	28
П-122/108		З-108	502	146	72	32
П-122/117		З-117	463	146	58	37
П-122/121		З-121	457	146	80	31
П-122/133		З-133	484	155	95	36
П-122/147		З-147	524	178	95	48
П-133/101	З-133	З-101	495	155	62	31
П-133/108		З-108	506	155	72	34
П-133/117		З-117	497	155	58	40
П-133/121		З-121	482	155	80	36
П-133/122		З-122	484	155	82	37
П-133/140		З-140	510	172	70	59
П-133/147		З-147	520	178	101	46
П-133/152		З-152	529	197	89	63
П-133/161		З-161	532	203	105	61
П-147/121	З-147	З-121	516	178	80	45
П-147/122		З-122	528	178	82	45
П-147/133		З-133	524	178	95	44
П-147/140		З-140	510	178	70	60
П-147/147		З-147	517	178	101	51
П-147/152		З-152	517	197	89	74
П-147/161		З-161	517	203	101	60
П-147/171		З-171	521	203	101	63

Продолжение табл. 5.28

Шифр	Резьба А	Резьба Б	Длина L, мм	Диаметры, мм: наружный D	Диаметры, мм: внутренний d	Масса, кг
П-152/121	З-152	З-121	526	197	80	55
П-152/147		З-147	517	197	101	67
П-152/171		З-171	517	203	122	68
П-161/147	З-161	З-147	517	203	101	53
П-161/171		З-171	538	229	127	91
П-161/177		З-177	523	225	102	97
П-171/147	З-171	З-147	538	203	101	61
П-171/171		З-171	517	203	127	60
П-171/177		З-177	523	229	101	99
П-171/201		З-201	518	254	121	115
П-177/171	З-177	З-171	517	225	102	93
П-201/177	З-201	З-177	533	254	101	118
П-201/201		З-201	537	254	120	122
Муфтовые (рис. 5.14, б)						
М-76/66	З-76	З-66	300	86	36	9
М-76/76		З-76	300	95	45	—
М-76/86		З-86	363	108	45	15
М-76/88		З-88	300	108	45	14
М-76/101		З-101	300	118	45	—
М-76/117		З-117	350	140	45	—
М-76/121		З-121	350	146	45	20
М-88/86	З-88	З-86	325	113	54	16
М-88/101		З-101	325	118	58	17
М-88/108		З-108	366	133	58	20
М-88/117		З-117	300	108	58	—
М-88/121		З-121	398	146	58	26
М-88/147		З-147	350	178	58	—
М-88/152		З-152	350	197	58	—
М-88/171		З-171	350	203	58	—
М-88/177		З-177	400	203	58	—
М-88/201		З-201	400	230	58	—
М-117/121	З-117	З-121	356	146	78	25
М-117/147		З-147	400	178	78	34
М-121/152	З-121	З-152	350	197	80	—
М-121/171		З-171	350	203	80	—
М-121/177		З-177	400	203	80	—
М-121/201		З-201	400	230	80	—
М-152/147	З-152	З-147	391	197	101	44
М-152/161		З-161	400	203	122	53
М-152/171		З-171	400	229	122	78
М-152/201		З-201	469	254	122	82

Продолжение табл. 5.28

Шифр	Резьба А	Резьба Б	Длина L, мм	Диаметры, мм: наружный D	Диаметры, мм: внутренний d	Масса, кг
М-177/161	З-177	З-161	400	225	102	72
М-177/171		З-171	400	229	101	73
М-177/201		З-201	420	254	101	99
Ниппельные (рис. 5.14, в)						
Н-76/76	З-76	З-76	300	95	32	10
Н-88/88	З-88	З-88	350	108	38	—
Н-101/171	З-101	З-171	400	203	62	—
Н-121/121	З-121	З-121	525	146	80	36
Н-121/147		З-147	400	178	70	—
Н-121/171		З-171	400	203	70	—
Н-147/147	З-147	З-147	550	178	101	51
Н-147/152		З-152	550	197	89	70
Н-147/171		З-171	707	203	101	93
Н-171/177	З-171	З-177	550	225	101	94
Н-171/201		З-201	670	254	120	114

Примечания. 1. Переводники выпускают правые и левые. 2. Материал — сталь 40ХН, твердость НВ = 285÷340.

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ ВЕДУЩИХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ТУ 26-02-652—75

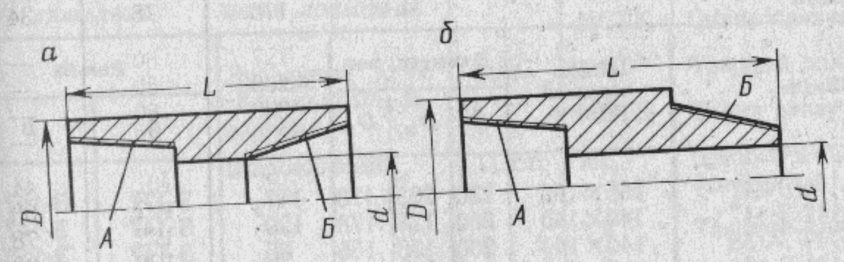


Рис. 5.15. Переводники для ведущих бурильных труб

Таблица 5.29

Шифр	Сторона квадрата, мм	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба А, ГОСТ 631—75	Резьба Б, ГОСТ 5286—75
Верхние (рис. 5.15, *а*)							
ПВ 65×З-76	65	95	38	260	10	73Л	З-76Л
ПВ 80×З-88	80	108	45	275	13	89Л	З-88Л
ПВ 112×З-121	112	146	80	330	23	114Л	З-121Л
ПВ 112×З-152	112	197	89	350	60	114Л	З-152Л
ПВ 112×З-171	112	203	101	375	48	114Л	З-171Л
ПВ 140×З-147	140	178	101	350	36	140Л	З-147Л
ПВ 140×З-152	140	197	89	350	55	140Л	З-152Л
ПВ 155×З-152	155	197	89	357	54	168Л	З-152Л
Нижние (рис. 5.15, *б*)							
ПН 65×З-76	65	95	32	260	9	73	З-76
ПН 80×З-88	80	108	38	275	12	89	З-88
ПН 112×З-117	112	140	58	305	18	114	З-117
ПН 112×З-121	112	146	80	330	22	114	З-121
ПН 112×З-133	112	155	95	335	24	114	З-133
ПН 140×З-140	140	178	70	340	30	140	З-140
ПН 140×З-147	140	178	101	350	35	140	З-147
ПН 155×З-152	155	197	89	375	50	168	З-152
ПН 155×З-171	155	203	127	375	39	168	З-171

Примечание. Материал — сталь 40ХН.

ПРОТЕКТОР-ПЕРЕВОДНИК ВЕДУЩИХ ШТАНГ

ТУ 39-01-321—77

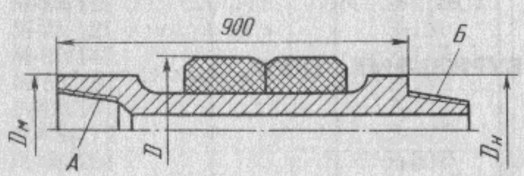


Рис. 5.16. Протектор-переводник ведущих штанг

Таблица 5.30

Шифр	Шифр ведущей штанги	Диаметр, мм D	Диаметр, мм $D_м$	Диаметр, мм $D_н$	Масса, кг	Резьба А	Резьба Б
ППВШ-З-171/З-147	155×155	230	203	178	147	З-171	З-147
ППВШ-З-147/З-147	140×140	200	178	178	120	З-147	З-147
ППВШ-З-147/З-133	140×140	200	178	155	85	З-147	З-133
ППВШ-З-121/З-121	112×112	168	146	146	74	З-121	З-121

КАЛИБРАТОРЫ, ЦЕНТРАТОРЫ, СТАБИЛИЗАТОРЫ

ОСТ 39-078—79

Таблица 5.31

Наименование	Исполнение	Вид	Тип	Вооружение
Калибратор	Лопастный с прямыми лопастями	К	МС	Твердый сплав
		КА	СТ	Алмазы
		КИ	МСТ	Сплав славутич
	Лопастный со спиральными лопастями	КС	СТ	Твердый сплав
		КСА	СТ	Алмазы
		КСИ	СТК	Сплав славутич
	Шарошечный	КШ	МС	Шарошки с фрезерным зубом
			СТ	То же
			ТК	Твердый сплав
Центратор бурильных колонн	Лопастный с прямыми лопастями	Ц	МСТ	Твердый сплав
			МСТК	Сплав славутич
	Лопастный со спиральными лопастями	ЦС	МСТ	Твердый сплав
			МСТК	Сплав славутич
	Шарошечный	ЦШ	МС	Шарошки с фрезерным зубом
			ТК	Твердый сплав
Центратор забойного двигателя	Лопастный с прямыми лопастями	ЦД	МСТ	Твердый сплав
			МСТК	Сплав славутич
	Лопастный со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Твердый сплав
			МСТК	Сплав славутич
	Шарошечный	ЦДШ	МС	Шарошки с фрезерным зубом
			ТК	Твердый сплав

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМЫХ КАЛИБРАТОРОВ, ЦЕНТРАТОРОВ И СТАБИЛИЗАТОРОВ

ОСТ 39-078—79

Таблица 5.32

Вид	Тип	Диаметр, мм													
		139,7	158,7	165,1	188,3	190,5	214,3	215,9	244,5	269,9	295,3	393,7	444,5	490,0	590,0
К	МС	▨						▨				▨			
	МСТ							▨		▨	▨	▨			
КС	СТ	▨	▨	▨		▨		▨		▨	▨	▨		▨	▨
	СТК	▨			▨	▨	▨	▨			▨	▨			
КШ	МС	▨						▨			▨				
	МСТК							▨			▨				
Ц	МСТ							▨		▨	▨	▨			
ЦС	МСТ					▨		▨		▨	▨	▨			
ЦШ	ТК							▨	▨	▨	▨	▨	▨		
ЦД	МСТ						▨	▨			▨				

▨ *Опытные* ▨ *Серийные*

КАЛИБРАТОРЫ ЛОПАСТНЫЕ

ТУ 51-643—74, ТУ 26-02-962—83, ТУ 26-02-963—83, ТУ 26-02-839—79, ТУ 26-16-109—80

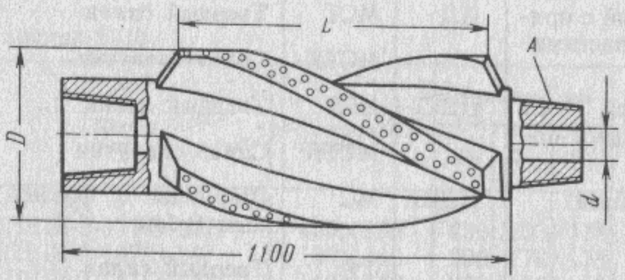


Рис. 5.17. Калибратор лопастный спиральный

Таблица 5.33

Шифр	D	d	L	Масса, кг	Резьба А	
					муфтовая	ниппельная
КЛСН 190,5	190,5	70	960	121	З-117	З-121
КЛСН 215,9	215,9	70	960	170	З-117	З-147
КЛСН 269,9	269,9	70	960	250	З-152	З-171
КЛСН 295,3	295,3	70	960	265	З-152	З-171
КЛСН 393,7	393,7	70	960	320	З-171	З-171
КЛСВ 190,5	190,5	70	1100	133	З-121	З-121
КЛСВ 215,9	215,9	70	1100	180	З-147	З-147
КЛСВ 269,9	269,9	70	1100	285	З-171	З-171
КЛСВ 295,3	295,3	70	1100	310	З-171	З-171
КЛСВ 393,7	393,7	70	1100	360	З-171	З-171
10КСИ 187,3 СТК	187,3	60	480	54	З-117	З-117*
10КСИ 188,9 СТК	188,9	60	480	55	З-117	З-117*
10КСИ 190,5 СТК	190,5	60	480	56	З-117	З-117*
10КСИ 212,7 СТК	212,7	60	500	62	З-117	З-117*
10КСИ 214,3 СТК	214,3	60	500	63	З-117	З-117*
10КСИ 215,9 СТК	215,9	60	500	64	З-117	З-117*
9К 215,9 МС	215,9	60	400	61	З-117	З-117*
КСИ 269,9 СТК	269,9	80	600	160	З-152	З-152*
8КС 292,1 СТ	292,1	90	850	346	З-152	З-152*
8КС 295,3 СТ	295,3	90	850	350	З-152	З-152*
8К 295,3 МС	295,3	90	850	320	З-152	З-152*
К (КС) 244,5	244,5	70	1000	158	З-147	З-147
К (КС) 269,9	269,9	70	1000	165	З-147	З-147
К (КС) 295,3	295,3	80	1300	315	З-171	З-171
К (КС) 320,0	320,0	80	1300	325	З-171	З-147
К (КС) 393,7	393,7	80	1300	485	З-171	З-147
К (КС) 444,5	444,5	80	1300	515	З-171	З-147
К 587 МС-1	587,0	100	1275	365	З-171	З-171*
К 687 МС-1	687,0	100	1275	400	З-171	З-171*

Примечания. 1. Калибраторы К имеют прямые лопасти, тип МС; КС — спиральные лопасти, тип СТ. 2. Калибраторы К, КС могут изготовляться со съемной гильзой. 3. Звездочкой обозначена резьба «муфта». 4. Гарантийный ресурс калибраторов КЛСН, КЛСВ — 65 ч, К — 150 ч, КС — 180 ч, 8КС и 10КСИ — 50 ч.

КАЛИБРАТОРЫ ДЛЯ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

ТУ 39-01-04-747—82

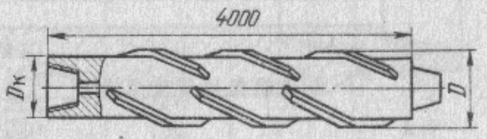


Рис. 5.18. Калибратор для роторного бурения

Шифр	КРБ-324 МСТ	КРБ-324 СТК	КРБ-426 МСТ
D, мм	340	340	450
Масса, кг	1000	1000	1200

Примечание. Допустимый износ по диаметру 7 мм, ресурс 600 ч, $D_к$ = 229 мм, резьба З-171.

КАЛИБРАТОРЫ шарошечные

ОСТ 26-02-1498—76, ТУ 26-16-194—86, ТУ 41-01-401—83

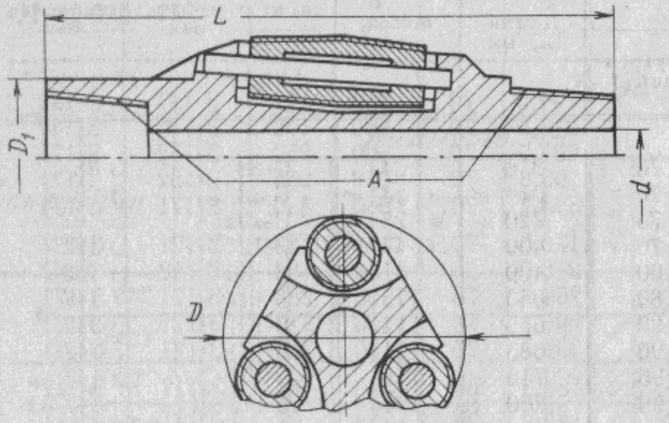


Рис. 5.19. Калибратор шарошечный

Таблица 5.34

Шифр	D	D_1	d	L	Масса, кг	Резьба A
ШКШ-76	76,0	70	18	360	8	З-50
КШЗ-295,3-1	295,3	178	70	980	210	З-147
КШЗ-349,2-1	349,2	203	80	1120	295	З-171
КШЗ-393,7-1	393,7	203	90	1180	330	З-171
КШЗ-444,5-1	444,5	203	100	1180	365	З-171

Примечания. 1. Калибраторы выпускают типов МС, СТ, ТК. 2. Размеры в мм.

ОПОРА ПРОМЕЖУТОЧНАЯ

ТУ 39-01-10-388—78, ТУ 39-146—75, ТУ 39-885—83

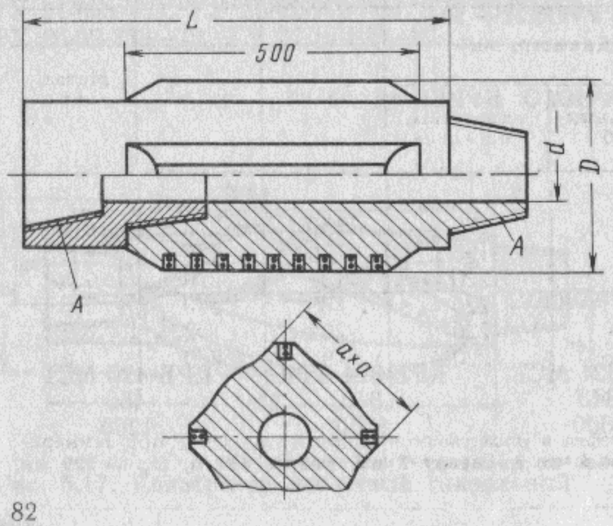


Рис. 5.20. Опора промежуточная

Таблица 5.35

Шифр	Диаметр, мм		Длина, L, мм	Масса, кг	Резьба A	
	наружный D	внутренний d			муфтовая	ниппельная
ОП-133	133	70	314	24	З-88	З-88
ОП-143	143	70	314	28	З-88	З-88
ОП-153	153	76	320	28	З-102	З-102
ОП-181	181	76	400	47	З-121	З-121
ОП-203	203	100	400	61	З-133	З-133
ОП-269	255	80	850	175	З-147	З-147
ОВ-290	285	90	655	114	З-171	З-147
ОВ-315	315	90	685	124	З-171	З-147
ОВ-340	340	90	715	141	З-171	З-147
ОВ-385	385	90	760	180	З-171	З-147

Примечания. 1. Опора ОВ имеет съемную рильзу. 2. Гарантийный ресурс опор ОВ — 500 ч, ОП — 1000 ч.

ПРОТЕКТОР РЕЗИНОМЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ТУ 39-01-08-761—82, ТУ 39-1185—87

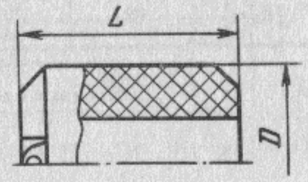


Рис. 5.21. Протектор резинометаллический для бурильных труб

Таблица 5.36

Шифр	Диаметр, мм		D, мм	L, мм	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	202	192	5,7
ПСЗ-147/245	147	220	194	270	8,8

Примечания. 1. Содержание нефти в промывочной жидкости до 15 % при температуре до 150 °С. 2. Допустимый износ 3 мм. 3. Гарантийный ресурс 1000 ч.

КОЛЬЦА РЕЗИНОВЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ГОСТ 6365—74

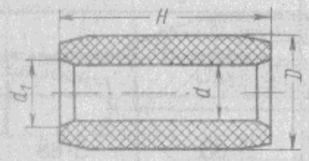


Рис. 5.22. Кольцо резиновое для бурильных труб

Тип	А	Б	В	$В_1$	Г	Д
Размеры, мм:						
d	50	75	90	95	100	120
D	90	115	142	150	165	190
H	155	150	195	195	200	210
d_1	56	81	100	105	110	130

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

КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ОСТ 39-096—79

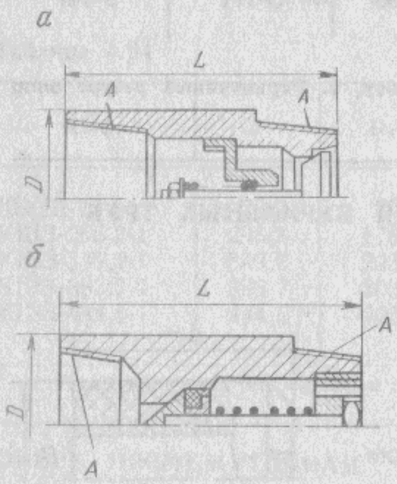


Рис. 5.23. Клапан обратный для бурильных труб

Таблица 5.37

Шифр	Диаметр D, мм	Длина, L, мм	Масса, кг	Резьба A
Тарельчатые (рис. 5.23, *а*)				
КОБТ 80×З-66	80	240	8	З-66
КОБТ 95×З-76	95	260	9	З-76
КОБТ 108×З-88	108	270	12	З-88
КОБТ 120×З-102	120	290	25	З-102
КОБТ 133×З-108	133	310	32	З-108
Манжетные (рис. 5.23, *б*)				
КОБ 146×З-121	146	350	40	З-121
КОБ 155×З-133	155	375	43	З-133
КОБ 178×З-147	178	410	45	З-147
КОБ 185×З-161	185	430	55	З-161
КОБ 203×З-171	203	450	65	З-171

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

СТАБИЛИЗАТОР УПРУГИЙ

ТУ 39-066—74

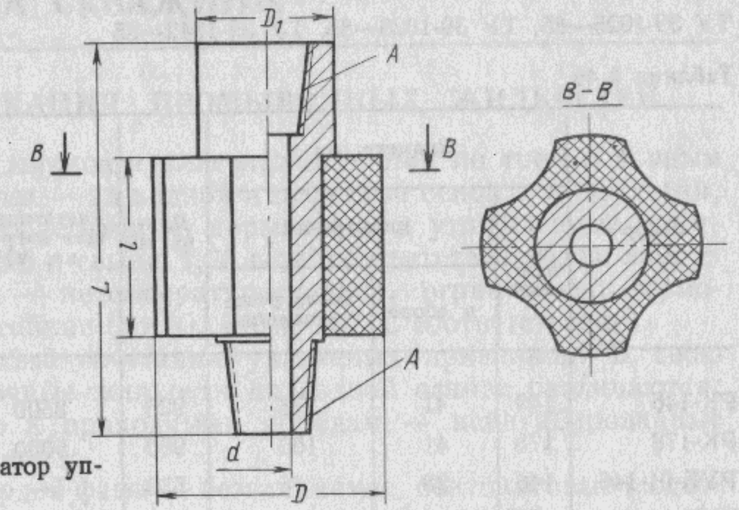


Рис. 5.24. Стабилизатор упругий

Таблица 5.38

Шифр	Диаметр, мм			L, мм	l, мм	Масса, кг	Резьба A
	D	D_1	d				
СУ-268	268	203	100	610	250	82	З-147
СУ-241	241	203	100	590	235	77	З-147
СУ-212	212	178	80	540	215	49	З-121

ЗАМОК БЕЗОПАСНЫЙ

ТУ 39-01-10-331—77

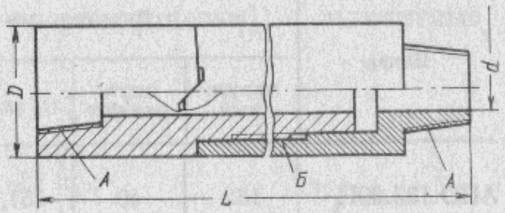


Рис. 5.25. Замок безопасный

Таблица 5.39

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Момент свинчивания, кН·м	Резьба	
						A	$Б$
ЗБ-178М	178	88	850	124	6,5—7,0	З-147	СпУп136×24
ЗБ-146М	146	68	730	62	4,5—5,0	З-121	СпУп110×24
ЗБ-118М	118	38	690	45	3,0—3,5	З-88	—
ЗБТ-102	133	58	736	46	4,0—8,4	З-102	—
ЗБТ-89	108	38	722	41	3,5—6,1	З-88	—

РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ КОЛОННЫ

ТУ 39-1025—85, ТУ 39-1026—85, ТУ 39-1042—85

Таблица 5.40

Шифр	Диаметр, мм			Длина, мм	Растягивающая нагрузка, кН	Масса, кг	Резьба
	наружный	внутренний					
		в сборе	после разъединения				
РК-146	149	41	78	925	3500	78	З-121
РК-178	178	41	100	960	5000	125	З-147
РУБ-01-146	146	28	78	530	—	55	З-121
РУБ-01-178	178	48	90	640	—	85	З-147
РУБ-01-203	203	48	100	680	—	110	З-161

Примечания. 1. Перепад давления для снятия фиксации 8—13 МПа. 2. Ресурс разъединителей РК — 500 ч, РУБ — 300 ч.

АМОРТИЗАТОР КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ТУ 39-008-179—86

Таблица 5.41

Шифр	Диаметр, мм			Масса, кг	Резьба	
	наружный	внутренний	долота		верхняя	нижняя
АПО.133.39П	133	40	151,0—161,0	250	З-108	З-88
АПО.146.39П	146	50	161,0—190,5	270	З-121	З-121
АПО.172.39П	172	60	190,5—215,9	300	З-147	З-121
АПО.195.39П	195	60	215,9—269,9	480	З-171	З-147
АПО.215.39П	215	85	244,5—269,9	540	З-171	З-152
АПО.240.39П	240	85	>295,3	720	З-171	З-152

Примечания. 1. Длина амортизатора 4 м, допустимые вертикальные колебания 50 мм. 2. Ресурс 200 ч.

6. ПРОМЫВКА СКВАЖИНЫ

6.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Промывочные жидкости классифицируются по трем основным причинам: по *основе* — на водной и нефтяной основах и эмульсии; по *плотности* — облегченные, нормальные и утяжеленные (плотностью до 1,08; 1,26 и свыше 1,26 г/см³ соответственно); по *температуростойкости* — нетемпературостойкие, ограниченно термостойкие и термостойкие (до 90, 140 и 220 °С соответственно).

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

по отношению к проходимым породам — неингибированные и ингибированные;

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

Палыгорскитовые, глинисто-меловые и меловые промывочные жидкости не могут быть облегченными. Эмульсии и промывочные жидкости на нефтяной основе являются ингибированными.

Неингибированные промывочные жидкости — вода, естественные рассолы солей, соленасыщенная крахмальная эмульсия и глиносодержащие растворы, обработанные ПУЩР, КМЦ, крахмалом.

Ингибированные промывочные жидкости — соленасыщенные (глиногидрогелевые, гидрогельмагниевые), калиевые (калиевые, высококалиевые, феррокалиевые, полимеркалиевые, полимерферрокалиевые), кальциевые (слабоизвестковые, известковые, гипсовые, высококальциевые, хлоркальциевые), силикатные

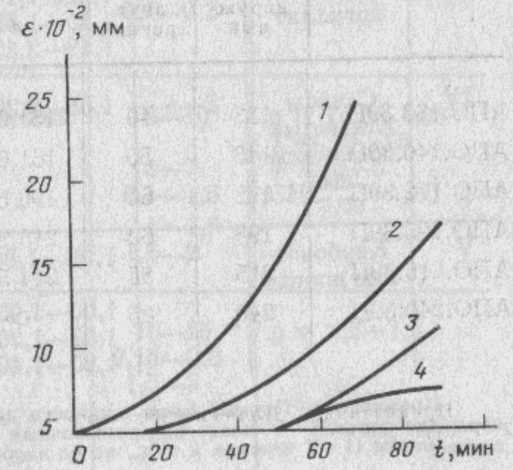


Рис. 6.1. Зависимость деформации аргиллита от времени при использовании различных промывочных жидкостей:

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

(малосиликатные, силикатные), алюминатные и алюминатно-калиевые, полимерлигносульфонатные, а также растворы, содержащие ионы железа (ферросульфатные, феррогуматные, полимерферросульфатные, ферроакриловые).

РАСТВОРЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ

Таблица 6.1

Класс пород	Породы	Влажность, %	Промывочная жидкость		
			Плотность, г/см³	Температура, °С	Тип
I	Соль	—	1,10—1,90	100	Глиногидрогелевый
			1,30—1,90	100	Гидрогельмагниевый
			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	Хлоркалиевый
			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	—	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.

СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Таблица 6.2

Тип	Компоненты	Массовая доля, %	Параметры
Калиевый	Глина	5—8	$\rho = 1{,}08$
	Едкий калий	0,4	$T = 20 \div 25$
	Хлористый калий	3—4	$\Phi = 6 \div 9$
	КССБ	4—5	$СНС_{1/10} = 0{,}3/0{,}7$
	КМЦ-500	0,4	$pH = 8{,}5 \div 10{,}5$
	Флотореагент Т-66, Т-80	2—3	
	Глина	3	$\rho = 1{,}06$
	Едкий калий	0,2	$T = 20 \div 22$
	Хлористый калий	5	$\Phi = 8 \div 10$
	КССБ	5	$СНС_{1/10} = 1{,}5/2$
	Нефть	10	$pH = 9$
	Глина	5	$\rho = 1{,}05 \div 1{,}30$
	Едкий калий	0,5	$T = 20$—50
	Хлористый калий	5	$\Phi = 7$—$7{,}5$
	КССБ	1	$СНС_{1/10} = 5/7$
	ПАА + углекислый калий	0,1—0,5	$pH = 9{,}5$
	КМЦ-600	0,4—0,5	
	Флотореагент Т-66, Т-80	1,0—1,5	
	Утяжеление баритом		
Хлоркалиевый	Глина	8—12	$\rho = 1{,}2 \div 1{,}8$
	Кальцинированная сода, 10 %-ный раствор	3—5	$T = 60 \div 80$
	Каустическая сода, 40 %-ный раствор или известь	1—2, 5	$\Phi = 3 \div 5$
	Окзил	20—30	$СНС_{1/10} = 6/9$
	КМЦ-500	6—10	$K^+ = 5000 \div 7000$
	Хромпик	0,5—2,0	$Ca^{2+} \leqslant 100$
	Хлористый калий	5—7	$pH = 8{,}5 \div 9{,}5$
	Флотореагент Т-66, Т-80 или нефть	1—1,5	
	Эмульсия полиэтилена	8—10	
	Утяжеление баритом	0,1—0,3	
Феррокалиевый	Сернокислое железо, 20 %-ный раствор	5—10	$\rho = 1{,}02 \div 1{,}08$
	Хлористый калий	3—7	$T = 20 \div 25$
	Известь «пушонка»	0,5—1,5	$\Phi = 5 \div 6$
	Хромпик	1—1,5	$СНС_{1/10} = 0/1$
	Флотореагент Т-66, Т-80	1,5—2	
Гипсовый	Глина	10—25	$\rho = 1{,}2 \div 1{,}4$
	Каустическая сода	0,15—0,3	
	Гипс	1,5—3	
	КССБ	1—1,5	
	Нефть	8—10	

Продолжение табл. 6.2

Тип	Компоненты	Массовая доля, %	Параметры
Высококальциевый	Глина	10—15	$\rho = 1{,}3 \div 2{,}2$
	ОКССБ	6—7	$T = 70 \div 100$
	или оксил	4—6	$\Phi = 2 \div 8$
	Известь, 30 %-ный раствор	0,3—0,5	$СНС_{1/10} = 9/15$
	Хлористый кальций	0,3—0,8	$pH = 8{,}5 \div 9$
	КМЦ-500 (600)	1—1,5	$Ca^{2+} = 4000 \div 5000$
	Хромпик	1—1,5	
	Нефть	8—20	
	Утяжеление баритом		
Полимерхлоркальциевый	Полиакриламид	20—22	$\rho = 1{,}2 \div 1{,}26$
	Оксил	15—25	$T = 20$
	Хлористый кальций	20—40	$\Phi = 10$
	КМЦ-500	0,2—0,3	$pH = 6{,}5 \div 7$
	Сульфонол, 30 %-ный раствор	0,1—0,2	
	Нефть	8—10	
Феррокалиевый	Глина	8—10	$\rho = 1{,}2 \div 1{,}3$
	Железо сернокислое, 20 %-ный раствор	5—10	$T = 40 \div 60$
			$\Phi = 3 \div 5$
	Хлористый калий	3—7	$СНС_{1/10} = 4/8$
	Известь «пушонка»	0,5—1,5	$pH = 7 \div 7{,}5$
	Оксил	12—25	
	КМЦ-500 (600)	0,2—0,3	
	Жидкое стекло	2—3	
	Сульфонол, 30 %-ный раствор	0,1—0,2	
	Нефть	8—10	
	Утяжеление баритом		
Алюминатно-калиевый	Глина	8—16	$\rho = 1{,}26 \div 2{,}30$
	Оксил	3—7	$T = 35 \div 60$
	Известь, 30 %-ный раствор	5—6	$\Phi = 2 \div 5$
	Каустическая сода, 10 %-ный раствор	5	$СНС_{1/10} = 4/9$
			$pH = 10{,}5 \div 11{,}5$
	Хлористый калий	5—7	$K^{+} \leqslant 5000$
	Флотореагент Т-66, Т-80 или нефть	1,5—2	
		8—20	
	Алюминат натрия или глиноземистый цемент, 50 %-ный раствор	1—2	
		8—10	
	Утяжеление баритом		
Слабоизвестковистый	Глина	10—20	$\rho = 1{,}2 \div 1{,}3$
	ССБ	8—10	$T = 35 \div 60$
	Известь, 30 %-ный раствор	2—3	$\Phi = 4 \div 8$
	Каустическая сода, 40 %-ный раствор	1—2	$СНС_{1/10} = 6/9$
			$pH = 9$
	Нефть	5—7	$Ca^{2+} = 200$

Продолжение табл. 6.2

Тип	Компоненты	Массовая доля, %	Параметры
Известковистый	Глинистый раствор ($\rho = 1{,}2$)	Исходный	$\rho = 1{,}26 \div 2{,}30$
	КССБ	3—4	$T = 60 \div 70$
	Известь, 30 %-ный раствор	6,5—7	$\Phi = 4 \div 5$
	Каустическая сода, 10 %-ный раствор	1—3	$СНС_{1/10} = 3/6$
			$pH = 9$
	Флотореагент Т-66, Т-80	1—2	
	Утяжеление баритом		
Малосиликатный	Глина	5—7	$\rho = 1{,}05 \div 1{,}1$
	Кальцинированная сода	0,5	$T = 25$
	Жидкое стекло	3—3,5	$\Phi = 10 \div 12$
	КМЦ	0,3	$СНС_{1/10} = 0{,}8/1{,}2$
	(крахмал)	2,5	$pH = 11$
Феррогуматный	Глина	2—3	$\rho = 1{,}02 \div 1{,}08$
	ПУЩР	10—20	$T = 25 \div 300$
	Сернокислое железо, 20 %-ный раствор	0,5—1,5	$\Phi = 5 \div 6$
			$СНС_{1/10} = 1/2$
	Сульфонол, 30 %-ный раствор	0,1—0,2	$pH = 6{,}5 \div 7$
	Нефть	8—10	
Ферросульфатный	Глина	8—10	$\rho = 1{,}26 \div 2{,}30$
	КССБ-4	3—10	$T = 60 \div 70$
	Известь, 30 %-ный раствор	3—4	$\Phi = 3 \div 4$
	КМЦ-600	4—6	$СНС_{1/10} = 3/6$
	Сернокислое железо	3—5	$pH = 6{,}5 \div 7$
	Флотореагент Т-66, Т-80	1,5—2	$Fe^{3+} \geqslant 2500$
	Утяжеление баритом		
Ферроакриловый	Глина	5—6	$\rho = 1{,}16 \div 1{,}20$
	КССБ-2	3—5	$T = 25 \div 40$
	Известь, 30 %-ный раствор	3—4	$\Phi = 8—10$
	Сернокислое железо	1—3	$СНС_{1/10} = 1/2$
	Метас	0,2—0,3	$pH = 6{,}8 \div 8{,}2$
	Флотореагент Т-66, Т-80	1,5	
Полимерферросульфатный	Хлористый калий	5—7	$\rho = 1{,}02 \div 1{,}16$
	Полиакриламид	1—1,5	$T = 18 \div 20$
	КМЦ-500 (600), сухая	0,8—1,2	$\Phi = 2 \div 6$
	ССБ	3—5	$СНС_{1/10} = 0/0$
	Вода + сернокислое железо + + мел (15 : 2 : 2)	2—3	$pH = 7$
	Нефть	1—2	
	Утяжеление мелом		

Продолжение табл. 6.2

Тип	Компоненты	Массовая доля, %	Параметры
Алюминатный	Глина	10—25	$\rho = 1{,}26 \div 2{,}30$
	ССБ	7—8	$T = 35 \div 60$
	Известь, 30 %-ный раствор	6,5—7	$\Phi = 3 \div 5$
	Каустическая сода, 10 %-ный раствор	5—6	$СНС_{1/10} = 6/9$
	Алюминат натрия или глиноземистый цемент, 50 %-ный раствор	1,5—2 8—10	pH = 10,5÷11,5
	Флотореагент Т-66, Т-80 или нефть	1,5—2 10—20	
	Утяжеление баритом		
Соленасыщенный	Хлористый натрий	20—25	$\rho = 1{,}08 \div 1{,}12$
	Крахмальный реагент	3,5—4	$T = 65 \div 70$
	Каустическая сода	0,7—1	$\Phi = 2 \div 3$
	Нефть	20	$СНС_{1/10} = 0{,}3/1{,}5$
			pH = 7÷7,5
Глиногидрогелевый	Глина	5—6	$\rho = 1{,}1 \div 1{,}9$
	Карналит	5,5—6	pH = 7÷8
	Едкий натр, 30 %-ный раствор	2,5—3	
	Крахмальный реагент	3,5—4	
	КМЦ-500, сухая	0,1—0,2	
	Утяжеление баритом		
	Глина	4—6	$\rho = 1{,}25 \div 1{,}90$
	Бишофит	1,8—2	$T = 40 \div 70$
	Едкий натр, 30 %-ный раствор	0,6—0,8	pH = 7÷8
	КМЦ-500, сухая	0,1—0,2	$Mg^{2+} \geqslant 6000$
	Крахмальный реагент	2,5—3	
	МИН-1	10—12	
	Утяжеление баритом		
Гидрогельмагниевый	Бишофит	40—50	$\rho = 1{,}3 \div 2{,}0$
	Едкий натр, сухой	2—3	$T = 30 \div 60$
	КМЦ-500 (600), сухая	1—2	$\Phi = 3 \div 6$
	Крахмальный реагент	2—3	$СНС_{1/10} = 3/6$
	Нефть	5—7	pH = 7÷7,5
	Утяжеление баритом		
Полимерный, малоглинистый	Глина	8—10	$\rho = 1{,}08 \div 1{,}2$
	Едкий натр, сухой	0,1	$T = 20 \div 25$
	Кальцинированная сода	0,5	$\Phi = 8 \div 10$
	Гипан	0,3—0,5	$СНС_{1/10} = 0/0$
	Утяжеление баритом		pH = 9

Продолжение табл. 6.2

Тип	Компоненты	Массовая доля, %	Параметры
Полимер-лигносульфонатный	ПУЩР, 20 %-ный раствор	10	$\rho = 1{,}03$
	ФХЛС, 40 %-ный раствор	2	$T = 17$
	ПАА + 6 %-ный NaCl (1 : 1,2), 1,2 %-ный раствор	0,8—0,9	$СНС_{1/10} = 0/0$ pH = 7,5
	ССБ	35—40	$\rho = 1{,}06 \div 1{,}08$
	Хромпик	0,5	$T = 17$
	ПАА + 6 %-ный NaCl (1 : 1,2), 1,2 %-ный раствор	3,2—3,5	$СНС_{1/10} = 0/0$ pH = 6÷7

Примечания. 1. Принятые обозначения: ρ — плотность, г/см³; T = условная вязкость по СПВ-5, с; Φ — показатель фильтрации, см³/30 мин; $СНС_{1/10}$ — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, Па; pH — водородный показатель; содержание ионов в мг/л фильтрата. 2. Последовательность реагентов не означает порядка их ввода.

НАЛИЧИЕ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСМОТИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ($\pi_р$) И ПОРОВЫХ ВОД ($\pi_п$)

Таблица 6.3

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

6.2. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ, УТЯЖЕЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

СЫРЬЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И УТЯЖЕЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Таблица 6.4

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ
Сырье глинистое	ТУ 39-01-08-657—81
Глинопорошки	ТУ 39-01-08-658—81
Глина бентонитовая Черкасского месторождения	ТУ 2-043-953—84
То же Даш-Сахалинского месторождения	ТУ 14-9-198—80
Глина тугоплавкая Артемовского месторождения	ОСТ 21-30—82
Глина Николаевского месторождения	ОСТ 21-31—77
» Веселовского месторождения	ТУ 21-25-228—79
Сырье глинистое Смышляевского месторождения	ТУ 21-31-47—85
Глина порошкообразная Горбского месторождения	ТУ 6-23-9—81
Глина Печорского месторождения	ТУ 21-28-23—75
Сырье глинистое Тучковского месторождения	ТУ 36-2597—84
То же Саноговского месторождения	ТУ 67-1-1—78
Палыгорскит очищенный	ТУ 113-7308001-700—84
Мел комовый и молотый	ГОСТ 17498—72
» природный обогащенный	ГОСТ 12085—73
» природный комовый и молотый	ОСТ 21-10—83
» молотый	ТУ 6-18-26—78
Известняк молотый	ТУ 6-12-121—81
Концентрат баритовый	ГОСТ 4682—84
Баритовый концентрат для буровых растворов	ТУ 48-6-87—83
Утяжелитель баритовый	ТУ 39-981—84
Концентрат барито-калиевый	ТУ 113-12-115—85
Утяжелитель баритовый порошкообразный модифицированный	ОСТ 39-128—82
Гематит	ТУ 39-035—74
Утяжелитель сидеритовый	ТУ 39-01-08-781—82

Глинопорошки по ТУ 39-01-08-658—81, ОСТ 39-202—86. 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-гидрослюдистый, группы Д и Н.

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

Рис. 6.2. Зависимость вязкости от плотности глинистого раствора

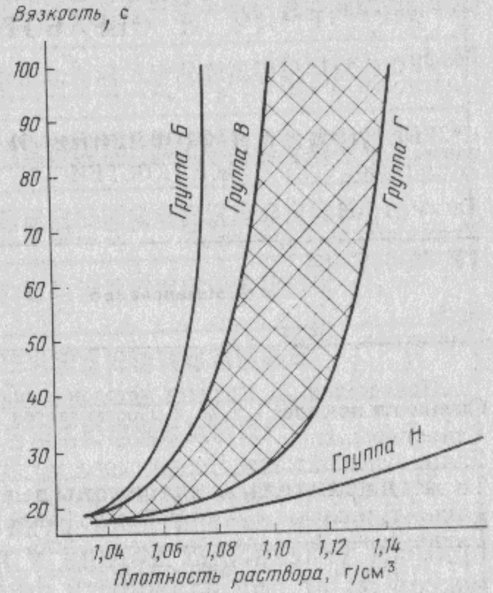
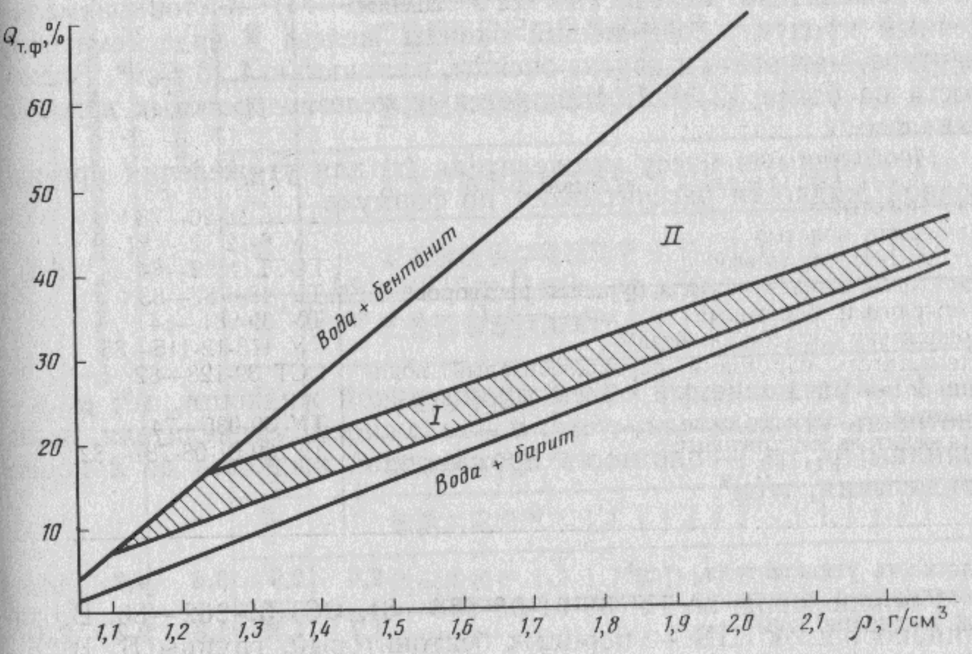


Рис. 6.3. Зависимость объемного содержания твердой фазы от плотности пресной промывочной жидкости:

I, II — зона соответственно оптимального содержания твердой фазы и избытка глины



Пример обозначения при заказе: ПБВ-саригюхский, ПКГН-черкасский.

Концентрат баритовый
ГОСТ 4682—84

Шифр	КБ-3	КБ-5	КБ-6
Содержание сернокислого бария, %, не менее	90	85	80

Утяжелитель баритовый порошкообразный модифицированный
ОСТ 39-128—82

Шифр	УБПМ-1	УБПМ-2	УБПМ-3
Плотность, г/см³	4,20	4,15	4,05

Примечания. 1. Влажность менее 2 %. 2. Гидрофильность не менее 80 %. 3. Применяется для утяжеления промывочных жидкостей только на водной основе.

Утяжелитель баритовый
ТУ 39-981—84

Сорт	I	II	III
Плотность, г/см³	4,25	4,15	4,05

Примечания. 1. Получен методом сушки флотационного баритового концентрата до влажности не более 1,5 %. 2. Поставляется в мешках или контейнерах МКР-1,0.

Утяжелитель сидеритовый (ТУ 39-01-08-781—82) — тонкоизмельченная сидеритовая руда плотностью 3,5 г/см³. Содержит примеси углекислых магния и кальция. Поставляется в мешках массой 50 кг при влажности продукта не более 2 %.

Утяжелитель железистый (ТУ 39-035—74) — тонкоизмельченный продукт, содержащий оксиды железа в виде гематита, мартита, магнетита и другие оксиды, плотностью 4,15 г/см³. Влажность не более 12 %. Поставляется в железнодорожных вагонах навалом.

Необходимую массу утяжелителя (т) для утяжеления промывочной жидкости рассчитывают по формуле

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

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

Плотность утяжелителя, г/см³	2,6	2,9	3,8	4,2	4,25
Максимально возможная плотность промывочной жидкости, г/см³	1,7	1,75	1,8	2,2	2,3

Количество барита (т) плотностью 4,2 г/см³ и влажностью 5 % для доутяжеления 100 м³ промывочной жидкостью приведено в табл. 6.5.

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,2 г/см³ и влажностью до 10 % для доутяжеления промывочной жидкости до исходной плотности при вводе 1 м³ жидких реагентов приведено в табл. 6.6.

Таблица 6.5

| Исходная плотность промывочной жидкости, г/см³ | Плотность промывочной жидкости, г/см³, конечная | | |

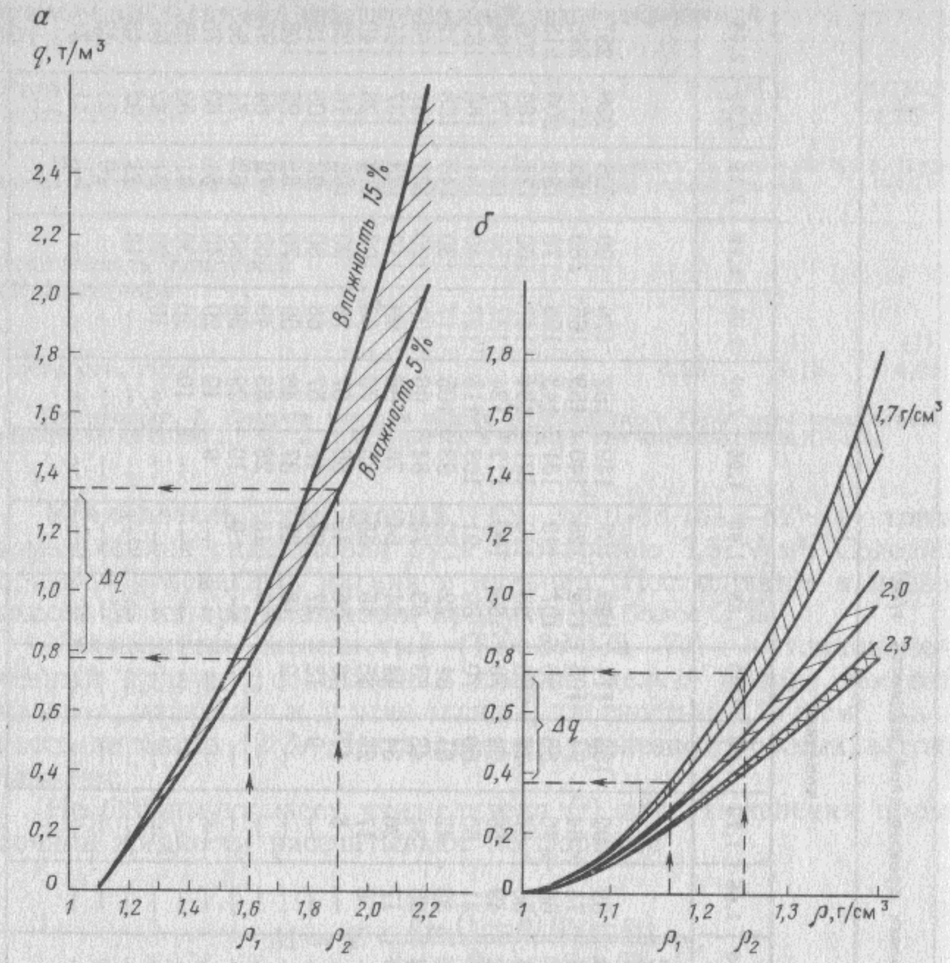


Рис. 6.4. Графики для определения количества утяжелителя, необходимого для утяжеления 1 м³ промывочной жидкости в диапазоне от ρ_1 до ρ_2:
а — баритом, $\rho = 4 \div 4{,}2$ г/см³; *б* — мелом, $\rho = 1{,}7 \div 2{,}3$ г/см³

Таблица 6.6

Плотность реагента, г/см³	Исходная плотность промывочной жидкости, г/см³											
	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	450	620	790	980	1180	1400	1630	1870	2140	2430	2760	3120
0,95	380	540	720	910	1110	1320	1580	1800	2070	2360	2690	3050
1,00	300	470	650	840	1040	1250	1480	1730	2000	2290	2610	2970
1,05	230	400	570	760	960	1180	1410	1660	1920	2220	2540	2900
1,10	160	320	500	690	890	1100	1330	1580	1850	2140	2460	2820
1,15	80	240	420	600	800	1020	1250	1500	1770	2060	2390	2750
1,20	—	160	340	530	730	940	1170	1420	1690	1980	2310	2670
1,25	—	80	260	450	650	860	1090	1340	1610	1900	2220	2580

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Таблица 6.7

Группа	Реагент	ГОСТ, ОСТ, ТУ
Умягчители воды	Тринатрийфосфат технический	ГОСТ 201—76
	Натрия триполифосфат технический	ГОСТ 13493—86 Е
	» полифосфат	ГОСТ 20291—80
	Триполифосфат калия технический	ТУ 6-25-26—80
	Сода кальцинированная техническая	ГОСТ 5100—85 Е
	» кальцинированная	ГОСТ 10689—75
	Плав соды кальцинированной	ТУ 113-03-479—86
Соли — ингибиторы диспергации глины	Калий хлористый	ГОСТ 4568—83
	То же	ТУ 113-13-2—84
	» »	ТУ 48-10-40—76
	Хлоркалий-электролит	ТУ 48-10-70—81
	Кальций хлористый	ГОСТ 450—77
	» »	ТУ 48-10-59—79
	Соль поваренная техническая	ТУ 18-11-3—84
	Бишофит	ГОСТ 7759—73
	Карналит обогащенный	ГОСТ 16109—70
	Известь строительная	ГОСТ 9179—77
	» негашеная	ТУ 81-04-131—78
	Минерализатор МИН-1	ТУ 48-10-15—81
	Алюминат натрия сухой	ТУ 48-5-52—76
	» »	ТУ 64-5-43—83
	Цемент глиноземистый	ГОСТ 969—77
	Купорос железный	ГОСТ 6981—75
Гуматы	Углещелочной реагент порошкообразный	ТУ 39-01-247—79
	Реагент гуматно-калиевый	ТУ 39-932—84
	Реагент гуматный модифицированный МГР	ТУ 41-01-479—82
Лигнины	Нитролигнин натриевый	ОСТ 59-16—76
	Игетан	ТУ 59-85—76
Фенолы	Полифенол лесохимический	ТУ 81-05-71—80
Эфиры целлюлозы	Карбоксиметилцеллюлоза техническая	ОСТ 6-05-386—73
	» порошковая	ТУ 6-09-2344—78
Лигносульфонаты	Концентрат СДБ порошкообразный	ТУ 81-04-225—79
	Конденсированная ССБ жидкая	ТУ 39-09-22—74
	То же порошкообразная	ТУ 39-094—75
	Конденсированная ССБ-4	ТУ 39-095—75
	Феррохромлигносульфонат	ТУ 39-01-08-348—78
	Лигносульфонаты технические твердые	ОСТ 13-183—83
	» » ЛСТМ-2	ОСТ 13-287—85
	Оксил	ТУ 84-229—76
	Стабилизатор буровых растворов	ТУ 13-05-146—81

Продолжение табл. 6.7

Группа	Реагент	ГОСТ, ОСТ, ТУ
Танины	Крахмал картофельный	ГОСТ 7699—78
	» кукурузный	ГОСТ 7697—82
Акрилаты	Гипан	ТУ 6-01-166—74
	Полиакрилонитрил	ТУ 6-01-35—75
	Метас	ТУ 6-01-254—74
	Метакриловый сополимер М-14 ВВ	ТУ 6-01-1070—76
	То же Лакрис-20	ТУ 6-01-1257—81
	» Лакрис-95	ТУ 6-01-1320—86
	Полиакриламид-гель технический	ТУ 6-01-1049—81
	Полиакриламид сухой	ТУ 6-16-2531—81
	Реагент К-4	ТУ 6-01-1271—82
Щелочи	Сода каустическая техническая	ГОСТ 2263—79
	Натр едкий технический	ТУ 6-01-1306—85
	Гидрат оксида калия технический	ГОСТ 9285—78
	Гидроксид калия для буровых растворов	ТУ 6-18-50—86
Хроматы	Натрия бихромат технический	ГОСТ 2651—78 Е
	Калия » »	ГОСТ 2652—78 Е
Смазывающие добавки	Графит литейный	ГОСТ 5279—74
	СМАД-1	ТУ 38-101614—76
	Флотореагент Т-66	ТУ 38-103243—79
	Петролатум	ОСТ 38-01117—76
	Паста кожевенная эмульгирующая	ГОСТ 5344—82
	Кислота нефтяная мылонафт	ГОСТ 13302—77
	Масло таловое	ТУ 13-05-130—81
	Добавка смазочная для буровых растворов	ТУ 51-250—86
Эмульгаторы	Сульфонол порошкообразный	ТУ 6-01-1001—75
	» 45 %-ный раствор	ТУ 6-01-862—75
	» 40 %-ный раствор	ТУ 6-01-1043—86
	» НП-3	ТУ 84-509—81
	Вещество вспомогательное ОП-7, ОП-10	ГОСТ 8433—81
	Эмультал	ТУ 6-14-1035—79
	Эмульсол ЭН-4	ТУ 38-101628—76
	Мыло сырое сульфатное	ТУ 81-05-118—77
Пеногасители	Полиэтилен низкой плотности	ГОСТ 16337—77 Е
	» высокой плотности	ГОСТ 16338—85 Е
	» порошкообразный	ТУ 6-05-1866—78
	Жидкость кремнийорганическая ПМС	ГОСТ 13032—77
	Жидкость ПМС	ТУ 6-02-737—78
	» ПМС	ТУ 6-02-803—78
	» ПМС	ТУ 6-02-820—79
	» 131-86	ТУ 6-02-583—75
	Спирты синтетические жирные C_7—C_9	ГОСТ 19652—74
	То же C_{10}—C_{16}	ГОСТ 13937—86
	Синтетические жирные кислоты	ГОСТ 23239—78
	Реагент ВЖС	ТУ 38-10743—78
	Аэросил МАС-200	ТУ 39-888—83

I. По солестойкости:

несолестойкие — ПУЩР, ТЩР, КССБ, серогель, фосфаты, игетан, нитролигнин, ПФЛХ;

ограниченно солестойкие ($NaCl < 10$ %) — КМЦ-350, КМЦ-400, КССБ-1, оксил, ФХЛС, СМАД-1, алюминат натрия;

солестойкие ($NaCl > 10$ %) — крахмал, акрилаты, КССБ-2, КМЦ-500, КБП;

солестойкие к поливалентным катионам ($CaCl_2 > 0{,}2$ %) — КССБ-1, КССБ-2, оксил, ФХЛС, Т-66, КБП.

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

II. По термостойкости:

нетермостойкие ($T < 100$ °С) — гуматы, танины, фосфаты, КМЦ-400, алюминат натрия, ОП-7, ОП-10, эмульсолы, паста кожевенная, КБП;

ограниченно термостойкие ($T < 160$ °С) КМЦ-500, КМЦ-600, лигносульфонаты, полиэтилен, мылонафт, ПФЛХ, ВЖС;

термостойкие ($T < 200$ °С) — акрилаты, ФХЛС, бихроматы, сернокислое железо, сульфонол, СМАД-1, флотореагент, соли натрия, калия и кальция.

6.3. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕАГЕНТОВ

ПОНИЗИТЕЛИ ВОДООТДАЧИ

Углещелочной реагент (*УЩР*) — порошок марок А и Б (различаются тонкостью помола), рекомендуется добавлять в промывочную жидкость в виде водного раствора 10—15 %-ной концентрации, а также в сухом виде через гидросмеситель или ФСМ. Добавка реагента составляет 0,5—1,0 % (в пересчете на товарный продукт). Поставка в мешках массой до 40 кг. Гарантийный срок годности 6 мес.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (*КССБ*) — жидкость плотностью 1,11—1,12 г/см^3 или порошок марок КССБ, КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4 (цифры обозначают содержание фенола в %), которые отличаются по соле- и термостойкости; рекомендуется добавлять в промывочную жидкость в товарном виде. При вводе порошка необходима одновременная добавка щелочи. Величина добавки зависит от степени минерализации промывочной жидкости и забойной температуры, находится в пределах 1—7 % (в пересчете на сухое вещество). Сильно вспенивает. Поставка в железнодорожных цистернах или мешках массой до 20 кг. Гарантийный срок годности 1—3 мес (зависит от завода-поставщика).

Карбоксиметилцеллюлоза (*КМЦ*) — порошок или волокнистый материал в зависимости от марки. Выпускаемые марки: КМЦ-250,

КМЦ-350, КМЦ-500, КМЦ-600 (цифра обозначает степень полимеризации). Чем выше степень полимеризации, тем более солеи термостойкий реагент. Рекомендуется добавлять в промывочную жидкость при pH = 8,5÷9,5 в сухом виде через гидросмеситель или ФСМ или в виде водного раствора 5—10 %-ной концентрации. Величина добавки зависит от марки реагента, минерализации промывочной жидкости и забойной температуры и составляет 0,2—1 % (в пересчете на товарный продукт). Поставка в мешках массой до 25 кг. Гарантийный срок годности не указан.

Гидролизованный полиакрилонитрил (*гипан*) — жидкость плотностью 1,1—1,11 г/см³ с концентрацией основного вещества 7—12 %, которая замерзает при отрицательных температурах. Очень чувствителен к присутствию поливалентных катионов, добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Величина добавки зависит от минерализации жидкости по NaCl и забойной температуры и составляет 0,2—2,0 % (в пересчете на основное вещество). При pH < 9,5 коагулирует глинистую фазу промывочной жидкости. Поставка в железнодорожных цистернах или стальных бочках вместимостью 275 л. Гарантийный срок годности 3 мес.

Метакриловый сополимер (*метас*) — порошок, очень чувствителен к присутствию поливалентных катионов, добавляется в промывочную жидкость с pH = 8,5÷9 в виде водно-щелочного раствора 7—10 %-ной концентрации. Величина добавки составляет 0,3—2,0 % (в пересчете на сухое вещество), зависит от забойной температуры и соленасыщенности промывочной жидкости по NaCl. Метас флокулирует глинистую фазу. Поставка в мешках массой 25 кг, гарантийный срок годности 8 мес.

Соль сополимера метакриловой кислоты (*Лакрис-20*) — порошок. Для обработки промывочной жидкости применяется марка А. Лакрис-20 — сильный флокулянт выбуренной породы, не чувствителен к поливалентным катионам при содержании до 0,6 г/л, добавляется в промывочную жидкость с pH = 8÷10 в сухом виде через гидросмеситель или ФСМ или в виде водного раствора 5—8 %-ной концентрации. Величина добавки составляет 0,2—2,0 % (в пересчете на сухое вещество) и зависит от минерализации промывочной жидкости. Поставка в мешках массой 20—30 кг, высота штабеля не более 1 м. Гарантийный срок годности 1 г.

Крахмал — порошок, применяемый для обработки соленасыщенных промывочных жидкостей с pH = 10÷11. Крахмал добавляется в виде водно-щелочного раствора 5—8 %-ной концентрации. Величина добавки составляет 1,5—2 % (в пересчете на сухое вещество). Поставка в мешках массой 20—25 кг, гарантийный срок годности не обусловлен.

ПОНИЗИТЕЛИ ВЯЗКОСТИ

Концентрат сульфидно-дрожжевой бражки (*КБП*) — порошок, применяемый для обработки промывочной жидкости любой минерализации при забойной температуре до 100 °С. Вводится в промывочную жидкость в сухом виде, величина добавки 1—2,5 %. Сильно вспенивает. Поставка в мешках массой 20 кг. Гарантийный срок годности 12 мес.

Феррохромлигносульфонат (*ФХЛС*) — порошок, добавляемый в промывочную жидкость с pH = 8,5÷9,5 в сухом виде или в виде водного раствора 30—40 %-ной концентрации. Величина добавки 2—3 % (в пересчете на товарное вещество). Сильно вспенивает. Поставка в мешках массой 40 кг. Гарантийный срок годности 12 мес.

Окисленный лигносульфонат (*окзил*) — жидкость плотностью 1,12—1,14 г/см³, добавляемая в промывочную жидкость с pH = = 8,5÷9,5 в виде водного раствора 20—30 %-ной концентрации. Величина добавки 1—2 % (в пересчете на товарный продукт). Поставка в железнодорожных цистернах. Гарантийный срок годности не обусловлен.

Понизитель вязкости полифенол лесохимический (*ПФЛХ*) — жидкость плотностью 1,15—1,25 г/см³ с содержанием сухого вещества 30—40 %. Добавляется в промывочную жидкость с pH = = 9÷10 в виде водного раствора 5—10 %-ной концентрации (в пересчете на сухое вещество). Величина добавки 0,2—0,3 % (в пересчете на сухое вещество). Поставка в обогреваемых железнодорожных цистернах. Гарантийный срок годности 6 мес.

Нитролигнин — порошок, добавляемый в промывочную жидкость с pH = 9÷10 в виде водно-щелочного раствора 5—10 %-ной концентрации. Величина добавки 0,2—0,5 % (в пересчете на товарный продукт). Поставка в мешках массой 25 кг. Гарантийный срок годности 1 г.

Игетан (*окисленный нитролигнин*) — паста с содержанием сухого вещества 50 %, добавляемая в промывочную жидкость в виде водно-щелочного раствора 10—20 %-ной концентрации (в пересчете на товарный продукт). Величина добавки 0,2—0,5 % (в пересчете на сухое вещество). Поставка в полиэтиленовых мешках массой 35 кг. Гарантийный срок годности 1 г.

Кислота 1-оксиэтилидендифосфоновая (*ОЭДФ*) — горючий пастообразный продукт. Добавляется в пресную промывочную жидкость в виде водного раствора 1—10 %-ной концентрации. Величина добавки 0,005—0,3 % (в пересчете на товарный продукт). Поставка в мешках или картонных барабанах массой 50 кг. Гарантийный срок годности 1 г.

Полифосфаты (*тринатрийфосфат, триполифосфат натрия* или *натрия-калия, полифосфат натрия*) — кристаллы, порошок и куски стекловидного вещества соответственно. Добавляются в пресную промывочную жидкость с pH = 9 в виде водного раствора 10—20 %-ной концентрации. При наличии ионов кальция в промывочной жидкости вначале действуют как реагент для их нейтрализации, а потом уже как разжижитель. Поставка в мешках массой 30—38 кг или фанерных барабанах массой до 60 кг. Гарантийный срок годности 6—12 мес.

ИНГИБИТОРЫ ДИСПЕРГАЦИИ ГЛИНЫ

Буровой реагент ДЭМАН — вязкая жидкость плотностью 1—1,1 г/см³. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Поставка в бочках вместимостью 200—275 л. Гарантийный срок годности 12 мес.

Хлористый калий или хлоркалий-электролит — порошок (гранулы, кристаллы) или куски различного размера. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Величина добавки 1—7 %, зависит от типа и влажности разбуриваемых глинистых пород и типа промывочной жидкости. Поставляется в мешках массой 40—50 кг или навалом в крытых вагонах. Гарантийный срок годности 6—12 мес.

Хлористый кальций — порошок, чешуйки или гранулы; типы — кальцинированный, плавленый или жидкий. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде или в виде 30—50 %-ного водного раствора. Величина добавки 0,1—10 %, зависит от типа применяемой промывочной жидкости. Неприменим в калиевых растворах. Поставляется в стальных барабанах массой 100—150 кг, полиэтиленовых мешках массой 50 кг, контейнерах МК2-1,5 или специальных железнодорожных цистернах. Гигроскопичен. Срок годности не ограничен.

Хлористый магний (*бишофит*) — чешуйки, применяется в гидрогельмагниевых растворах. Очень гигроскопичен, растворяется в воде в соотношении 3 : 1. Поставляется в мешках с полиэтиленовым вкладышем массой 30 кг или в контейнерах МКР-1,0. Гарантийный срок годности 6 мес.

Гидроксид кальция (*известь*) — порошок, тип — воздушная гашеная (гидратная). Добавляется в промывочную жидкость в виде водного раствора 20—30 %-ной концентрации. Величина добавки 0,5—2,5 % (в пересчете на сухое вещество). Сильная щелочь. Поставляется в мешках массой 50 кг или навалом в крытых вагонах. Гарантийный срок годности 1 мес.

Хлористый натрий (*поваренная соль*) — кристаллы. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Применяется в соленасыщенных растворах. Поставляется навалом в крытых вагонах. Срок годности не ограничен.

Стекло натриевое жидкое — густая жидкость плотностью 1,36—1,52 г/см³. Виды — содовое и содово-сульфитное; марки А и Б. Применяется в силикатных растворах, вводится в промывочную жидкость в товарном виде, величина добавки 2—5 %. На воздухе быстро твердеет. Поставка в бочках вместимостью 100—250 л или железнодорожных цистернах. Гарантийный срок годности 12 мес.

Гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) — жидкость плотностью 1,17—1,21 г/см³. Добавляется в пресную промывочную жидкость в товарном виде, величина

добавки 0,3—1,5 %. Сильная щелочь. Поставляется в бочках вместимостью 100—200 л. Гарантийный срок годности 6 мес.

ТЕРМОСТАБИЛИЗИРУЮЩИЕ РЕАГЕНТЫ

Бихромат натрия (*хромпик*) — порошок, добавляется в промывочную жидкость в виде водного раствора 10 %-ной концентрации. Величина добавки 0,05—0,2 % (в пересчете на товарный продукт), зависит от забойной температуры и состава промывочной жидкости. Ядовит. Поставка в стальных барабанах массой 50—100 кг. Срок хранения не ограничен.

Бихромат калия (*хромпик*) — порошок, аналогичен бихромату натрия.

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ СВЯЗЫВАНИЯ ИОНОВ КАЛЬЦИЯ И МАГНИЯ

Кальцинированная сода — порошок марки Б или I—III сортов (при изготовлении из нефелинового сырья). Добавляется в промывочную жидкость в сухом виде или в виде водного раствора 5—10 %-ной концентрации. Сильная щелочь. Применяется при модификации глинопорошков и баритового утяжелителя. Поставка в мешках массой 40—50 кг. Гарантийный срок годности 3—6 мес (зависит от завода-изготовителя).

Фосфаты (*триполифосфат натрия, тринатрийфосфат, полифосфат натрия, триполифосфат калия*) — порошки, добавляются в промывочную жидкость в товарном виде. Величина добавки зависит от количества ионов кальция или магния, переходящих из шлама в промывочную жидкость. Поставка в мешках массой 25—35 кг. Гарантийный срок годности 1 г. и более.

СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

СМАД-1 — жидкость плотностью 0,9 г/см³, добавляется в промывочную жидкость с pH = 9,5 в товарном виде. Величина добавки 1—2 %. Пожароопасен. Поставка в обогреваемых железнодорожных цистернах. Гарантийный срок годности 1 г.

Графит — порошок марок ГС-1, ГС-2, ГС-3 и ГС-4, применяется совместно с нефтью или СМАД-1 в количестве 1—2 %. Поставка в мешках массой 40 кг. Срок хранения не ограничен.

Нефть — жидкость плотностью 0,85—0,89 г/см³, добавляется в промывочную жидкость в количестве 8—20 % совместно с графитом и эмульгаторами. Поставка в железнодорожных цистернах. Срок хранения не ограничен.

Флотореагенты Т-66, Т-80 — жидкость плотностью 1,02—1,05 г/см³, добавляются в промывочную жидкость в виде водного раствора 50 %-ной концентрации. Применяются как стабилизаторы в соленасыщенных промывочных жидкостях, пеногасители и поглотители сероводорода. Величина добавки 0,5—1 %

(в пересчете на товарный продукт). Пожароопасны, при добавке 10 % воды не горят. Поставка в железнодорожных цистернах. Срок хранения не ограничен.

ЭМУЛЬГАТОРЫ

Вспомогательное вещество ОП-10 — маслоподобная жидкость или паста, водорастворимая, сохраняет нефтепроницаемость песчаников, применяется для лучшей диспергации нефти в промывочной жидкости. Добавляется в виде водного раствора совместно с нефтью непосредственно во всасывающую линию насосов. Пожароопасно. Поставка в железных бочках вместимостью 100—300 л. Гарантийный срок годности 1 г.

Сульфонол, сульфонол НП-3 технический — жидкость при содержании основного вещества до 50 % или порошок, сохраняет нефтепроницаемость песчаников, флокулирует баритовый утяжелитель, изготовленный методом флотации. Добавляется в промывочную жидкость в виде нефтяного раствора 0,3—0,5 %-ной концентрации непосредственно во всасывающую линию насосов. Биологически разлагается. Водный раствор сульфонола применяется и как смазывающая добавка. Поставка порошка в мешках массой 10—20 кг, жидкого — в стальных бочках вместимостью 100—200 л или в обогреваемых эмалированных железнодорожных цистернах. Гарантийный срок годности 3—12 мес (зависит от типа продукта).

ПЕНОГАСИТЕЛИ

Флотореагенты Т-66, Т-80 — характеристика указана выше. Добавляются непосредственно в водные растворы лигносульфонатов в количестве 3—5 % от их объема. Можно добавлять в промывочную жидкость с pH = 7,5—8,5 в виде водного раствора 50 %-ной концентрации или в товарном виде.

Аэросил МАС-200 — тонкодисперсный порошок с насыпной массой 50 г/л, добавляется в промывочную жидкость в виде 1—2 %-ной суспензии в дизельном топливе. Величина добавки 2—2,5 % суспензии. Поставка в мешках массой 5—7 кг. Гарантийный срок годности 1 г.

Полиэтилен — порошок, гранулы или крошка любой плотности и марки. Добавляется в промывочную жидкость в виде 10 %-ной суспензии в дизельном топливе. Величина добавки 1—1,5 % суспензии. Поставка в мешках массой 40—50 кг. Срок хранения не ограничен.

Кислота нефтяная — мазеобразное вещество, марка мылонафт. Добавляется в промывочную жидкость в виде 20—25 %-ного раствора в дизельном топливе. Величина добавки 0,2—0,3 % (в пересчете на товарный продукт). Пожароопасна. Поставка в алюминиевых цистернах. Гарантийный срок годности 3 г.

Жидкости 131-86, ПМС-200, ПМС-1000, ПМС-9000, ПМС-15 000 — кремнийорганические жидкости, добавляются в промывочную жидкость в товарном виде одновременно с пенообразующим реагентом. Добавка 0,001—0,005 %. Поставка в банках вместимостью 20 л. Гарантийный срок годности 1 г.

Резиновая крошка (РС) — отходы шиноремонтных заводов в виде мелких кусочков. Добавляется в промывочную жидкость в виде 10 %-ной суспензии в дизельном топливе. Величина добавки 1—2 %. Поставляется навалом любым видом транспорта. Срок годности не ограничен.

Спирты синтетические (СЖС) фракции C_7—C_9 — жидкость плотностью 0,82—0,83 г/см³, добавляется в промывочную жидкость в товарном виде одновременно с пенообразующим реагентом. Величина добавки 0,5—1,5 %. Поставка в стальных бочках вместимостью 100—300 л. Гарантийный срок годности 6 мес.

Противовспениватель буровых растворов (триксан) — жидкость плотностью 0,98 г/см³, добавляется в промывочную жидкость в товарном виде через герметичную дозировочную емкость. Очень ядовит. Величина добавки 0,01—0,5 %. Поставка в бочках вместимостью 100—275 л или в железнодорожных цистернах.

РЕГУЛЯТОРЫ pH

Гидроксид натрия (едкий натр, каустическая сода) — кристаллическая масса или жидкость 43—47 %-ной концентрации. Сильная щелочь. Добавляется в промывочную жидкость в виде водного раствора 10—50 %-ной концентрации. Величина добавки зависит от необходимой величины pH. Большие добавки вызывают коагуляцию глины. Поставка в железных бочках вместимостью 100—300 л. Гарантийный срок годности 1 г.

Гидроксид калия (едкий калий) — кристаллическая масса (в виде плава или чешуек) или жидкость 50—54 %-ной концентрации. Сильная щелочь. Добавляется в промывочную жидкость в виде водного раствора 10—50 %-ной концентрации. Поставка твердого — в стальных барабанах вместимостью 50—180 л, жидкого — в специальных железнодорожных цистернах. Гарантия 3 г.

ПОГЛОТИТЕЛИ СЕРОВОДОРОДА

Диоксид марганца технический (ВНИИТБ-1) — паста, вводится в промывочную жидкость в товарном виде через гидромешалку. Величина добавки зависит от концентрации сероводорода в пластовом флюиде. Ядовит. Поставка в полиэтиленовых мешках или в фанерных барабанах массой до 100 кг, в бочках массой до 250 кг. Гарантийный срок годности 2 г.

Флотореагент Т-66 или Т-80 — жидкость, добавляется в товарном виде. Величина добавки зависит от концентрации серо-

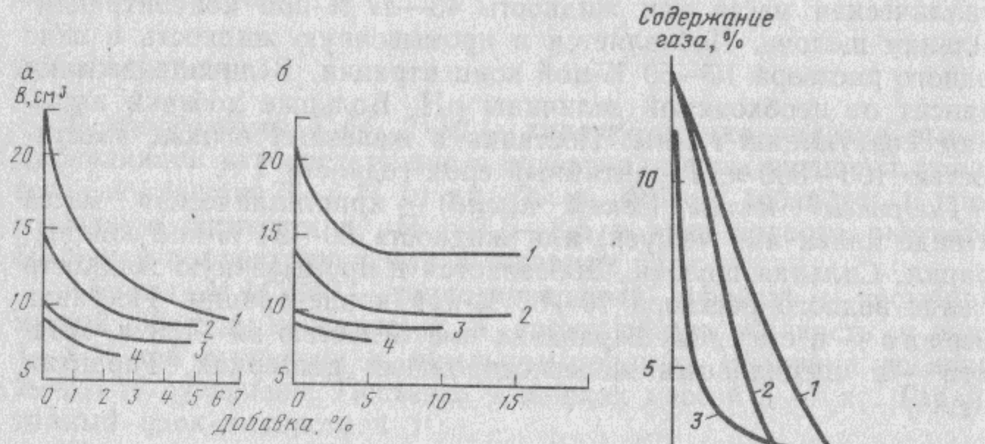
водорода в пластовом флюиде. Поставка в железнодорожных цистернах. Срок годности не ограничен.

Сероводород-нейтрализующая утяжеляющая добавка (СНУД) — мелко размолотый магнетит. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде одновременно как утяжелитель и поглотитель сероводорода. Величина добавки зависит от концентрации сероводорода в пластовом флюиде, так как после химической реакции магнетит выпадает в шлам в виде пирита. Поставка в вагонах навалом. Срок годности не ограничен.

НАПОЛНИТЕЛИ

Асбест хризотиловый — мелковолокнистый (подгруппа П или М) или пылевидный (подгруппа К) материал. Марки от П-3-75 до П-6-20 и от М-3-75 до М-6-20 (вторая группа цифр обозначает массовую долю остатка на сите с ячейкой 4,8 мм). Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Поставляется в мешках массой 20—50 кг. Срок годности не ограничен.

Слюда молотая флогопит — пылевидный продукт марки СФММ-063, добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Поставляется в мешках массой 40—50 кг или в резинокордных контейнерах МК2-1,5. Масса партии 63 т. Срок годности не ограничен.



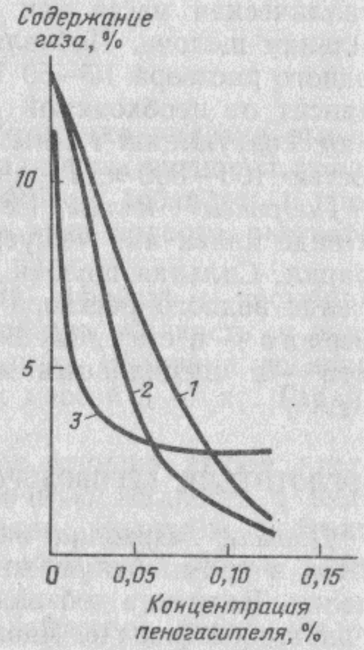


Рис. 6.5. Снижение водоотдачи глинистого раствора различной плотности из глины группы ПБВ при обработке химическими реагентами:
а — 5 %-ным раствором КМЦ; *б* — 20 %-ным раствором УЩР; *1* — ρ = 1,02 г/см³; *2* — ρ = 1,04 г/см³; *3* — ρ = 1,06 г/см³; *4* — ρ = 1,08 г/см³

Рис. 6.6. Активность пеногасителей при обработке глинистого раствора 10 % КССБ:
1 — резиновая крошка; *2* — ПЭП; *3* — ПМС-1000

Наполнитель-дробленая резина — смесь измельченной резины, кордовой ткани и кордового волокна. Длина кордовых нитей не более 30 мм. Марка НДР-10. Добавляется в промывочную жидкость в товарном виде. Поставляется в бумажных или полиэтиленовых мешках. Срок годности 12 мес.

АКТИВНОСТЬ ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ

1. Промывочные жидкости, минерализованные хлористым натрием:

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.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РАСТВОРОВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Таблица 6.8

Реагент	Концентрация, %	Порядок ввода	Количество на 1 м³, л	Время, ч	
				перемешивания	отстоя
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 10 80 Остальное	3—4	5
ОКССБ	30	Вода КССБ, 50 %-ный раствор Бихромат натрия (калия) Вода Едкий натр (сухой)	500 400 20 Остальное 15—20	1—2 1—2 0,5	3—5 3—5
Флотореагент	50	Вода Флотореагент Т-66	500 500	0,1	—

Продолжение табл. 6.8

Реагент	Концентрация, %	Порядок ввода	Количество на 1 м³, л	Время, ч	
				перемешивания	отстоя
ПАА	1,2	Вода	500	3—4	2—3
		Натрий хлористый	220		
		Полиакриламид-гель	180		
		Вода	Остальное		
Алюминат натрия	10	Вода	800	1—2	—
		Алюминат натрия (сухой)	100		
		Вода	Остальное		
Алюминат натрия	50	Вода	500	1—2	—
		Цемент глиноземистый	500		
		Вода	Остальное		
Бишофит	50	Вода	500	6—8	24
		Бишофит	460		
		Едкий натр (сухой)	80		
		Вода	Остальное		

Примечание. КМЦ можно вводить в промывочную жидкость в сухом виде при pH = = 8÷9; реагенты, не указанные в таблице, можно вводить в промывочную жидкость в сухом виде.

6.4. КОНЦЕНТРАЦИЯ ВЕЩЕСТВ В РАСТВОРАХ РАЗЛИЧНОЙ ПЛОТНОСТИ

Таблица 6.9

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/ м³	Концентрация, %
Каустическая сода		1,17	15,5
1,01	1,0	1,18	16,4
1,02	1,9	1,19	17,3
1,03	2,8	1,20	18,2
1,04	3,7	1,21	19,2
1,05	4,6	1,22	20,1
1,06	5,6	1,23	21,0
1,07	6,5	1,24	21,9
1,08	7,4	1,25	22,8
1,09	8,3	1,26	23,7
1,10	9,2	1,27	24,6
1,11	10,1	1,28	25,6
1,12	11,0	1,29	26,5
1,13	11,9	1,30	27,4
1,14	12,8	1,31	28,3
1,15	13,7	1,32	29,3
1,16	14,6	1,33	30,2
		1,34	31,1

Продолжение табл. 6.9

Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %	Плотность раствора, г/см³	Концентрация, %
1,35	32,1	1,385	32
1,36	33,1	1,410	34
1,37	34,0	1,438	36
1,38	35,0	1,461	38
1,39	36,0	1,490	40
1,40	37,0		
1,41	38,0		
1,42	39,0		
1,43	40,0	Хлористый кальций	
1,44	41,0		
1,45	42,1	1,08	9,8
1,46	43,1	1,10	11,8
1,47	44,2	1,12	13,9
1,48	45,2	1,14	16,0
1,49	46,3	1,16	18,1
1,50	47,3	1,18	20,0
1,51	48,4	1,20	22,1
1,52	49,4	1,22	24,2
1,53	50,5	1,24	26,2
ССБ		1,26	28,2
1,050	10,0	1,28	30,2
1,075	15,0	1,30	32,2
1,100	20,0		
1,130	25,0		
1,155	30,0	Известь в растворах известкового молока	
1,185	35,0		
1,220	40,0		
1,250	45,0	1,02	2,6
1,280	50,0	1,04	5,2
1,315	55,0	1,06	7,8
1,350	60,0	1,08	10,6
		1,09	12,0
Алюминат натрия		1,10	13,4
		1,11	14,8
1,023	2	1,12	16,2
1,045	4	1,13	17,6
1,065	6	1,14	19,0
1,087	8	1,15	20,4
1,108	10	1,16	21,8
1,133	12	1,17	23,1
1,153	14	1,18	24,5
1,178	16	1,19	25,8
1,205	18	1,20	27,2
1,230	20	1,21	28,6
1,255	22	1,22	30,0
1,283	24		
1,310	26		
1,335	28		
1,360	30		

6.5. ПОДАЧА НАСОСОВ

ПОДАЧА (л/с) БУРОВОГО НАСОСА УНБТ-950

Таблица 6.10

Частота вращения вала электродвигателя, об/мин	Число ходов штока в 1 мин	Диаметр втулок, мм					
		140		160		180	
		Коэффициент наполнения					
		1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9
100	12,6	2,8	2,5	3,7	3,3	4,7	4,2
200	25,2	5,6	5,0	7,3	6,6	9,3	8,4
300	37,8	8,4	7,6	11,0	9,9	14,0	12,6
400	50,4	11,2	10,0	14,7	13,2	18,7	16,8
500	63,0	13,9	12,5	18,4	16,6	23,3	21,0
600	75,6	16,7	15,0	22,0	19,8	28,0	25,2
700	88,2	19,5	17,5	25,7	23,1	32,7	29,4
800	100,8	22,3	20,1	29,4	26,5	37,3	33,6
900	113,4	25,1	22,6	33,1	29,8	42,0	37,8
990	125,0	27,8	25,0	36,4	32,8	46,2	41,6

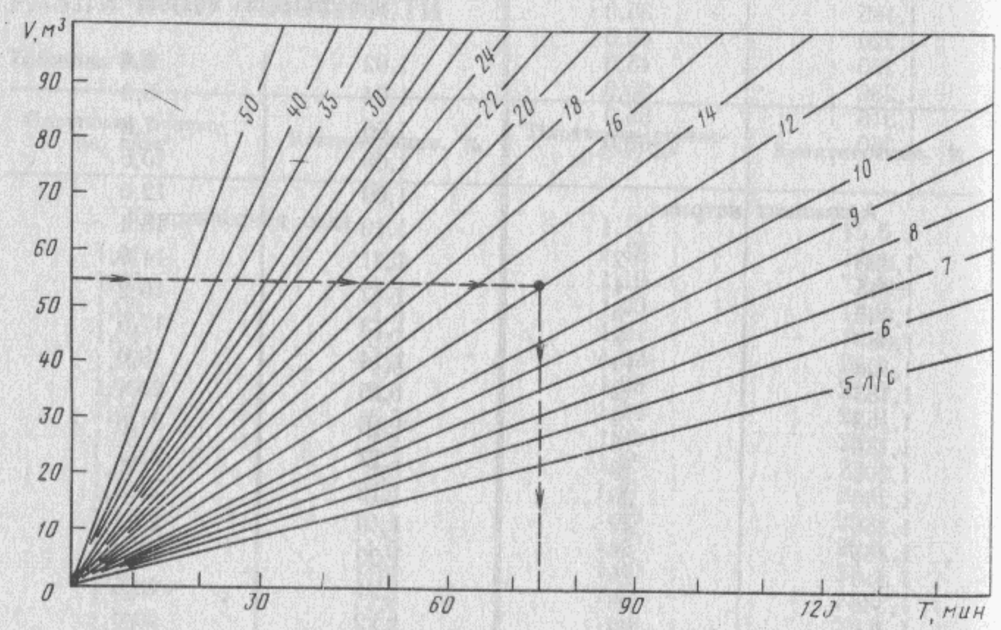


Рис. 6.7. График определения времени прокачивания заданного объема промывочной жидкости при различной подаче насосов

ПОДАЧА, (л/с), БУРОВОГО НАСОСА У8-6М2А, У8-7М

Таблица 6.11

Число двойных ходов в 1 мин	Диаметр втулок, мм																	
	170			160			150			140								
	Коэффициент наполнения																	
	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	0,9	0,8
65	34,8	31,3	27,9	30,4	27,4	24,3	26,2	23,6	21,0	18,6	16,7	14,9						
60	32,2	28,9	25,8	28,1	25,3	22,4	24,2	21,8	19,4	17,2	15,5	13,7						
55	29,5	26,5	23,6	25,7	23,2	20,6	22,2	20,0	17,8	15,7	14,2	12,6						
50	26,8	24,1	21,5	23,4	21,1	18,7	20,2	18,2	16,2	14,3	12,9	11,5						
45	24,1	21,7	19,4	21,1	18,9	16,8	18,2	16,4	14,6	12,9	11,6	10,3						
40	21,4	19,3	17,2	18,7	16,9	15,0	16,2	14,6	12,9	11,5	10,3	9,2						
35	18,7	16,9	15,0	16,4	14,8	13,1	14,2	12,8	11,3	10,1	9,0	8,1						

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

6.6. МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

СЕТКИ ПРОВОЛОЧНЫЕ ТКАНЫЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ТУ 39-01-793—82

Таблица 6.12

Номер сетки	Размер ячейки в свету, мм	Номер сетки	Размер ячейки в свету, мм
010	0,10×0,10	050	0,50×0,50
014	0,14×0,14	190	1,90×1,90
018	0,18×0,18	018/063	0,18×0,63
020	0,20×0,20	020/080	0,20×0,80
025	0,25×0,25	028/040	0,28×0,40
040	0,40×0,40	040/063	0,40×0,63

Примечание. Ширина сетки 1300 мм, длина в рулоне кратная 1300 мм.

СЕТКИ ТКАНЫЕ

ОСТ 13-251—84

Таблица 6.13

Номер сетки	Размер ячейки в свету, мм	Живое сечение, %	Масса 1 м², кг
10	0,60×0,74	39,2	2,00
14	0,36×0,68	33,8	2,13
16	0,34×0,55	36,6	1,42
24	0,22×0,41	32,7	1,35

Примечание. 1. Ширина до 7500 мм, длина 9—54 м. Материал сталь 12Х18Н9Т или сталь 12Х18Н10Т. 2. Обозначение: сетка одинарная из проволоки коррозионной стали (материал) — (размеры в мм) — (количество, шт.).

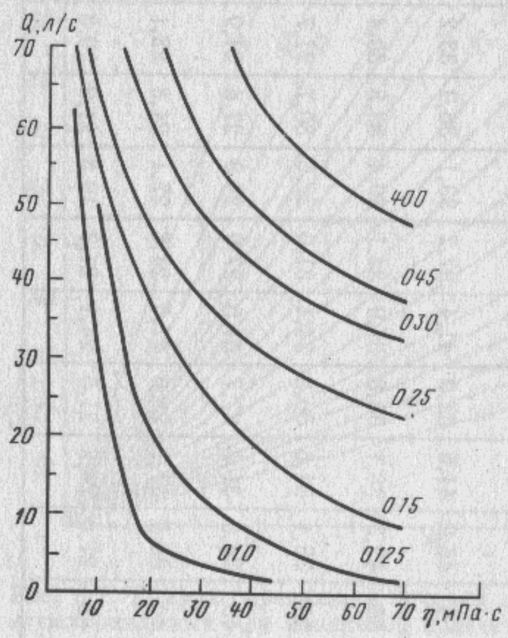


Рис. 6.8. Зависимость пропускной способности вибросита от номера сетки (010—400) и пластической вязкости промывочной жидкости

СЕТКА ДЛЯ ВИБРОСИТ

СТАНДАРТ АНИ

Таблица 6.14

Размер ячейки сетки	Размер ячейки в свету, мкм	Живое сечение, %	Размер ячейки сетки	Размер ячейки в свету, мкм	Живое сечение, %
20×20	838×838	43,6	50×40	292×419	38,3
30×30	541×541	40,8	60×60	234×234	30,5
30×20	465×889	39,5	60×40	200×406	31,1
35×12	320×1700	42,0	60×24	200×830	41,5
40×40	381×381	36,0	70×30	178×660	40,3
40×36	381×452	40,5	80×80	178×178	31,4
40×30	381×592	42,5	80×40	140×460	35,6
40×20	381×920	36,8	100×100	140×140	30,3
50×50	279×279	30,3	120×120	117×117	30,9

Примечание. Пример обозначения при заказе: 50×50 (279×279.30,3).

РУКАВА РЕЗИНОВЫЕ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ (ТИПЫ I—III)

ГОСТ 6286—73

Таблица 6.15

Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм			Радиус изгиба, мм			Масса 1 м, 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

Продолжение табл. 6.15

Внутренний диаметр, мм	Рабочее динамическое давление, МПа								
	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. Типы I, II, III — с одной, двумя и тремя металлическими оплетками соответственно. 2. Группы *А*, *Б*, *В* — применение проволоки с разрывным усилием 147, 175 и 200 Н соответственно. 3. Длина рукава 10 м. 4. Обозначение при заказе: рукав (тип)—(внутренний диаметр)—(динамическое давление)—(климатическая зона применения по ГОСТ 6283—88).

РУКАВА БУРОВЫЕ ОПЛЕТОЧНЫЕ

ТУ 38-105557—73

Таблица 6.16

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

РУКАВА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

ФИРМА «ТАУРУС», ВЕНГРИЯ

Таблица 6.17

Диаметр, мм		Рабочее давление, МПа	Масса 1 м, кг	Осевая нагрузка, кН	Допустимое наружное давление, МПа
внутренний	наружный				
51	105	34,7	17	150	5,0
	125	69,4	31	200	5,4
76	140	34,7	27	200	4,0
	152	55,5	42	250	4,4
102	159	27,8	32	250	3,0
	178	45,1	53	300	3,5
152	211	20,8	53	300	3,0
	229	34,7	78	350	3,5
203	262	17,4	72	350	2,5
	279	27,8	102	400	3,0

РУКАВА РЕЗИНОВЫЕ НАПОРНО-ВСАСЫВАЮЩИЕ

ГОСТ 5398—76

Таблица 6.18

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

Продолжение табл. 6.18

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

Примечания. 1. Рабочее давление 0,3; 0,5 или 1 МПа. 2. Давление разрежения — 79,98 кПа. 3. Группы: 1 — всасывающие, 2 — напорно-всасывающие. 4. Классы: Б — для 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. 5. Обозначение при заказе: рукав (класс)—(группа)—(внутренний диаметр)—(рабочее давление)—(климат района).

ДРОССЕЛЬНО-ЗАПОРНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАПУСКА БУРОВЫХ НАСОСОВ

ТУ 26-02-528—73, ТУ 26-02-946—82

Таблица 6.19

Шифр	Рабочее давление, МПа	Промывочная жидкость		Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
		расход, л/с	плотность, г/см³			
ДЗУ-250	25	50	2,4	338	390	74
ДЗУ-400	40	50	—	310	525	62

ЗАДВИЖКИ С РЕЗИНОВЫМ УПЛОТНЕНИЕМ ДЛЯ ОБВЯЗКИ БУРОВЫХ НАСОСОВ

ТУ 26-02-162—87

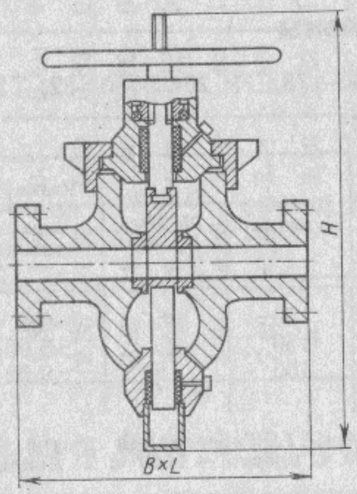


Рис. 6.9. Задвижка прямоточная

Таблица 6.20

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
ЗПР-50/32	50	32	300	194	460	42
ЗПРМ-50/40	50	40	300	194	480	46
ЗПР-80/32	80	32	380	260	675	90
ЗПР-80/40	80	40	460	260	675	96
ЗПР-100/32	100	32	380	295	780	113
ЗПРМ-100/40	100	40	320	295	780	110

Примечания. 1. Плотность промывочной жидкости до 2,8 г/см³ с температурой не более 80 °С. 2. Тип соединения задвижек на 32 МПа — хомутовое, на 40 МПа — резьбовое. 3. Гарантийный срок службы 1850 ч.

ДЕГАЗАТОРЫ ВАКУУМНЫЕ

ТУ 41-01-530—85, ТУ 41-01-065—74, ТУ 39-01-08-677—81, ТУ 41-01-084—74

Таблица 6.21

Шифр	Расход жидкости при дегазации, л/с	Давление разрежения, кПа	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
Д-55	60	53,32	2350	2050	3400	1720
ДВС-П	40	79,98	2690	2220	2020	2850
ДВС-Ш	45	79,98	3000	2600	2500	2800
ДВМ-2	40	53,32	2210	1100	1445	1390

Примечание. Остаточное содержание газа в растворе при дегазации до 2 %.

ГИДРОЦИКЛОНЫ

ОСТ 26-02-643—78, ТУ 26-02-950—82, ТУ 26-02-982—84, ТУ 26-02-1025—86

Таблица 6.22

Шифр	Диаметр улитки	Подача раствора, л/с	Размер удаляемых частиц	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
ПГ-45-У2	150	45	>0,8	1200	535	1150	120
ИГ-45М	150	45	>0,06	1730	520	1200	200
ГУР-2-01	150	3	>0,02	1290	750	1160	880

Примечания. 1. Гарантийный ресурс работы конуса при растворе плотностью 1,2 г/см³ — 100 ч, улитки — 2000 ч. 2. Давление на входе 0,3 МПа. 3. Размеры в мм.

6.7. ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ОБВЯЗКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.23

Интенсивность промывки, л/с	СБТ с замками ЗШ				АБТ				ТБПВ			
	Диаметр трубы, мм											
	114		140		129		147		114		127	
	Толщина стенки, мм											
	10	9	11	10	9	11	13	11	10	9	11	10	9
15	0,91	0,75	0,31	0,26	0,24	0,40	0,31	0,28	0,59	0,54	0,33	0,30	0,21	0,20	0,19
20	1,54	1,26	0,51	0,41	0,36	0,70	0,42	0,37	0,98	0,89	0,55	0,50	0,28	0,26	0,24
25	2,36	1,92	0,76	0,62	0,54	0,99	0,54	0,49	1,48	1,33	0,80	0,74	0,41	0,39	0,36
30	3,40	2,77	1,06	0,86	0,75	1,35	0,77	0,65	2,13	1,92	1,11	1,02	0,57	0,52	0,49
35	4,63	3,76	1,41	1,13	0,98	1,79	0,99	0,88	2,90	2,61	1,50	1,38	0,74	0,69	0,64
40	6,04	4,90	1,84	1,46	1,26	2,25	1,28	1,15	3,78	3,40	1,98	1,80	0,95	0,87	0,81
45	7,66	6,21	2,34	1,85	1,60	2,80	1,55	1,40	4,79	4,31	2,51	2,28	1,20	1,11	1,02
50	—	—	2,88	2,29	1,97	—	1,85	1,70	—	—	3,09	2,82	1,48	1,37	1,26
55	—	—	3,48	2,77	2,39	—	2,21	2,01	—	—	3,74	3,41	1,79	1,65	1,53
60	—	—	4,14	3,29	2,85	—	2,70	2,45	—	—	4,45	4,06	2,13	1,97	1,82

Примечание. Потеря давления в МПа/1000 м.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.24

Интенсивность промывки, л/с	СБТ												НКТ									
	Диаметр трубы, мм																					
	50		63,5		73			89					93		114		48,3	60,3		73		89	
	Толщина стенки, мм																					
	5,5	6	7	9	8	9	10	11	6,5	7,8	9	11	9	10	11	4	5	6,5	5,5	7,8	6,5	8,0
3	3,4	0,74	0,58	2,3	0,37	0,46	—	0,54	0,80	0,42	0,47	0,32	0,34	—	0,54	1,72	0,56	0,80	0,42	0,47	0,32	0,34
4	5,8	1,21	0,71	3,9	0,41	0,55	—	0,68	1,31	0,44	0,54	0,33	0,35	—	0,68	2,85	0,90	1,31	0,44	0,54	0,33	0,35
5	8,9	1,82	1,07	6,1	0,45	0,67	—	0,86	1,95	0,57	0,80	0,34	0,36	—	0,86	4,24	1,32	1,95	0,57	0,80	0,34	0,36
6	12,8	2,55	1,50	8,7	0,50	0,85	—	1,21	2,70	0,79	1,10	0,35	0,38	—	0,86	6,10	1,83	2,70	0,79	1,10	0,35	0,38
7	17,4	3,38	2,00	11,8	0,67	1,04	—	1,61	3,60	1,03	1,45	0,40	0,49	—	1,21	8,30	2,50	3,60	1,03	1,45	0,40	0,49
8	—	4,36	2,55	15,4	0,85	1,46	0,27	2,08	4,65	1,30	1,83	0,50	0,62	0,27	1,61	10,80	3,20	4,65	1,30	1,83	0,50	0,62
10	—	6,78	3,86	23,8	1,27	2,22	0,29	3,17	7,30	1,94	2,77	0,74	0,91	0,29	2,08	16,90	4,90	7,30	1,94	2,77	0,74	0,91
12	—	9,77	5,56	34,4	1,78	3,16	0,40	4,49	10,50	2,74	3,98	1,02	1,26	0,40	3,17	24,40	7,20	10,50	2,74	3,98	1,02	1,26
14	—	—	—	—	2,35	4,20	0,52	6,10	14,00	3,74	5,40	1,34	1,65	0,52	4,49	—	9,60	14,00	3,74	5,40	1,34	1,65
16	—	—	—	—	3,06	5,49	0,66	7,96	18,40	4,80	7,00	1,74	2,14	0,66	6,10	—	12,50	18,40	4,80	7,00	1,74	2,14
18	—	—	—	—	3,87	6,95	0,81	10,00	—	6,20	8,90	2,20	2,71	0,81	7,96	—	—	—	6,20	8,90	2,20	2,71
20	—	—	—	—	4,78	8,58	0,98	—	—	7,60	11,00	2,71	3,35	0,98	10,00	—	—	—	7,60	11,00	2,71	3,35
22	—	—	—	—	5,78	10,60	1,15	—	—	9,20	13,20	3,30	4,05	1,15	—	—	—	—	9,20	13,20	3,30	4,05
24	—	—	—	—	—	—	1,36	—	—	—	—	3,90	4,85	1,36	—	—	—	—	—	—	3,90	4,85
26	—	—	—	—	—	—	1,60	—	—	—	—	4,60	5,70	1,60	—	—	—	—	—	—	4,60	5,70

Примечание. Потери давления в МПа/1000 м.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В УБТ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.25

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр канала, мм					
	68	75	80	90	100	127
15	0,32	0,17	0,12	0,07	0,05	0,02
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

Примечание. Потери давления в МПа/100 м.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТАХ С ЦЕНТРАЛЬНОЙ ПРОМЫВКОЙ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.26

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр долота, мм					
	161	190	216	243—269	295	394
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	—	3,86	2,17	0,62	0,31	0,18
40	—	—	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

Примечание. Потери давления в МПа.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ, МПа, В ГИДРОМОНИТОРНЫХ НАСАДКАХ

Таблица 6.27

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	—	59,0	16,5	48,0	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	—	—	—	—	26,7	12,0	—	14,3	6,3	—	8,4	3,7	5,2	2,3	3,4	1,5
13	—	—	—	—	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

Таблица 6.28

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	3,6	4,4	2,0	2,8	1,2
40	—	—	—	—	—	8,2	—	5,9	10,0	4,4	7,5	3,3	5,8	2,6	3,6	1,6
45	—	—	—	—	—	—	—	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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,5	—	5,8	8,1	3,6

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ МЕЖДУ СТЕНКАМИ СКВАЖИНЫ И БУРИЛЬНЫМИ ТРУБАМИ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.29

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр долота, мм								
	161	190			216			295	
	Диаметр труб, мм								
	114	114	127	140	114	127	140	147	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
20	1,17	0,26	0,40	0,74	0,13	0,15	0,22	0,26	0,1
25	1,72	0,38	0,59	1,10	0,16	0,21	0,32	0,38	0,1
30	2,37	0,52	0,81	1,52	0,21	0,29	0,44	0,53	0,1
35	3,22	0,68	1,06	1,99	0,28	0,38	0,58	0,69	0,1
40	—	0,86	1,34	2,58	0,35	0,48	0,73	0,87	0,1
45	—	—	—	—	0,43	0,59	0,90	1,07	0,1
50	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1
60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2

Примечания. 1. Потери давления в МПа/1000 м. 2. При диаметрах долота 295 мм и труб 127 и 140 мм потери давления составляют 0,1 МПа/1000 м.

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ МЕЖДУ СТЕНКАМИ СКВАЖИНЫ И УБТ ПРИ ТЕЧЕНИИ РАСТВОРОВ

Таблица 6.30

Интенсивность промывки, л/с	Диаметр долота, мм					
	161		190	216	295	
	Диаметр УБТ, мм					
	108	146	146	178	178	203
10	0,03	0,72	—	—	—	—
15	0,05	1,49	0,06	0,08	0,01	0,01
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	0,03
60	—	—	—	—	0,02	0,05

Примечание. Потери давления в МПа/100 м.

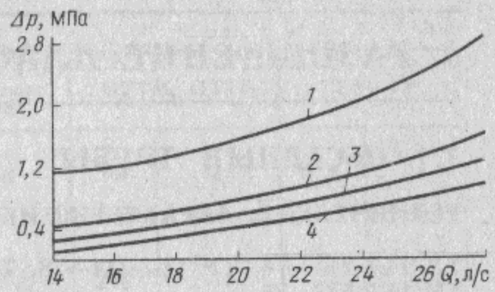


Рис. 6.10. График потерь давления в бурильных головках:
1 — К-187,3/80С3; *2* — К-187,3/80МС3; *3* — К-187,3/80ТК3; *4* — К-187,3/80М

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. 6.23—6.28) увеличить пропорционально плотности промывочной жидкости.

7. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

7.1. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБСАДНЫХ ТРУБ

ТУ 14-3-245—74, ТУ 14-3-714—78, ТУ 14-3-381—75,
ТУ 14-3-537—76,
ТУ 14-3-766—78, ТУ 14-3-570—77,
ТУ 14-3-655—78, ТУ 14-3-656—78, ТУ 14-3-1188—83,
ТУ 14-3-1417—86, ТУ 14-3-1272—84

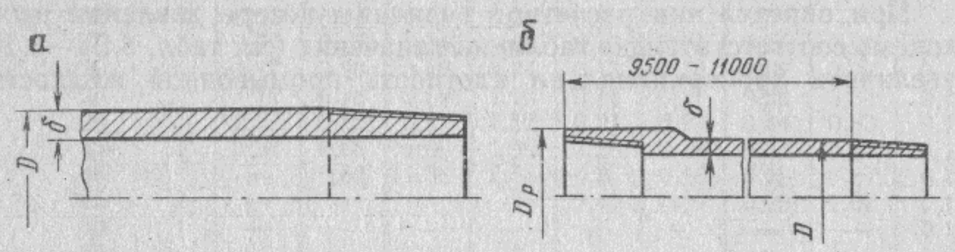


Рис. 7.1. Обсадные трубы резьбовые:
а — муфтовые; *б* — раструбные

Таблица 7.1

Диаметр трубы D	Толщина стенки δ	Диаметр шаблона	Резьба закругленного профиля		ОТТМ, ОТТГ		ТБО-5Р	
			$D_м$	q	$D_м$	q	$D_р$	q
114,3	6,4	98,4	133	17,4	—	—	—	—
	7,4	96,4		19,9		—		—
	8,6	94,0		22,8		—		—
127,0	6,4	111,0	146	19,7	—	—	—	—
	7,5	108,8		22,7		—		—
	9,2	105,5		27,3		—		—
139,7	7,0	122,6	159	23,7	159	23,6	—	—
	7,7	121,1		25,9		25,8		—
	9,2	118,2		30,3		30,2	154	30,0
	10,5	115,5		34,4		34,3		34,1
146,0	7,0	129,0	166	24,8	166	24,7	—	—
	7,7	127,5		27,0		26,9		—
	8,5	126,0		29,6		29,5		—
	9,5	124,0		32,8		32,7		—
	10,7	121,5		36,5		36,4		—
168,3	7,3	150,5	188	30,0	188	—	—	—
	8,9	147,2		36,1		36,1		—
	10,6	143,9		42,2		42,2		—
	12,1	141,0		47,5		47,5		—

Продолжение табл. 7.1

Диаметр трубы D	Толщина стенки δ	Диаметр шаблона	Резьба закругленного профиля		ОТТМ, ОТТГ		ТБО-5Р	
			$D_м$	q	$D_м$	q	$D_р$	q
219,1	8,9	198,0	245	47,8	249	—	—	—
	10,2	195,6		53,8		54,3		—
	11,4	193,0		60,0		60,5		—
	12,7	190,5		66,1		66,6		—
	14,2	187,6		73,0		73,5		—
244,5	8,9	222,6	270	53,5	270	—	—	—
	10,0	220,4		59,6		60,2		—
	11,1	218,4		65,2		65,8		—
	12,0	216,5		70,3		70,9		—
	13,8	212,8		80,3		80,9		—
273,1	8,9	251,3	299	59,8	299	59,8	—	—
	10,2	248,8		67,8		67,8		—
	11,4	246,2		75,6		75,6		—
	12,6	243,9		82,7		82,7		—
	13,8	241,4		90,4		—		—
298,5	8,5	277,5	324	62,6	324	—	—	—
	9,5	275,5		70,0		70,0		—
	11,1	272,3		80,4		80,4		—
	12,4	269,5		89,7		89,7		—
	14,8	264,6		105,6		—		—
323,9	9,5	300,9	351	75,8	351	75,8	—	—
	11,0	297,9		87,0		87,0		—
	12,4	295,0		97,4		97,4		—
	14,0	291,9		109,1		—		—
351,0	9,0	328,0	376	78,5	—	—	—	—
	10,0	326,0		86,7		—		—
	11,0	324,0		94,8		—		—
	12,0	322,0		102,9		—		—
377,0	9,0	354,0	402	84,5	—	—	—	—
	10,0	352,0		93,3		—		—
	11,0	350,0		102,0		—		—
	12,0	348,0		110,8		—		—
426,0	10,0	401,0	451	106,1	—	—	—	—
	11,0	399,0		116,0		—		—
	12,0	397,0		125,9		—		—

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. $D_м$ и $D_р$ — диаметры муфты и раструба; q — масса 1 м с учетом муфты (раструба), рассчитанная из условия длины трубы 11 м, кг.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Таблица 7.2

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр шаблона, мм	Масса с учетом муфты		Диаметр нормальной муфты, мм
			фунт/фут	кг/м	
114,3	5,7	99,7	10,5	15,6	123,5
	6,4	98,4	11,6	17,3	
	7,4	96,4	13,5	20,1	126,0
	8,6	94,0	15,1	22,5	
	9,7	91,8	16,9	25,1	129,7
	10,2	90,7	17,7	26,3	
127,0	6,4	111,0	13,0	19,3	141,3
	7,5	108,8	15,0	22,3	
	9,2	105,4	18,0	26,8	
	10,7	102,4	20,8	31,0	
	11,1	101,6	21,4	31,8	
	12,1	99,5	23,2	34,5	
	12,7	98,4	24,1	35,9	
139,7	7,0	122,6	15,5	23,1	153,7
	7,7	121,1	17,0	25,3	
	9,2	118,2	20,0	29,8	
	10,5	115,4	23,0	34,2	
168,3	7,3	150,5	20,0	29,8	187,7
	8,9	147,2	24,0	35,7	
	10,6	143,9	28,0	41,7	
	12,1	141,0	32,0	47,6	
177,8	8,1	158,5	23,0	34,2	194,5
	9,2	156,2	26,0	38,7	
	10,4	153,9	29,0	43,1	
	11,5	151,6	32,0	47,6	
	12,7	149,3	35,0	52,1	
	13,7	147,2	38,0	56,5	
	15,0	144,7	41,0	61,0	
	16,3	142,1	44,0	65,5	
193,7	8,3	173,8	26,4	39,3	216,0
	9,5	171,9	29,7	44,2	
	10,9	168,7	33,7	50,1	
	12,7	165,1	39,0	58,0	
	14,3	161,9	42,8	63,7	
	15,1	160,3	45,3	67,4	
	15,9	158,7	47,1	70,1	
219,1	8,9	198,0	32,0	47,6	244,5
	10,2	195,6	36,0	53,6	
	11,4	193,0	40,0	59,5	
	12,7	190,5	44,0	65,5	
	14,2	187,6	49,0	72,9	
	15,1	185,7	52,0	77,4	
244,5	8,9	222,6	36,0	53,6	269,9
	10,0	220,4	40,0	59,5	
	11,1	218,4	43,5	64,7	
	12,0	216,5	47,0	70,0	
	13,8	212,8	53,5	79,6	

Продолжение табл. 7.2

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр шаблона, мм	Масса с учетом муфты		Диаметр нормальной муфты, мм
			фунт/фут	кг/м	
244,5	15,1	210,3	58,4	86,9	269,9
	15,9	208,8	61,1	90,9	
	19,1	202,4	71,8	106,8	
273,0	10,2	248,8	45,5	67,7	298,4
	11,4	246,2	51,0	75,9	
	12,6	243,9	55,5	82,6	
	13,8	241,4	60,7	90,3	
	15,1	238,8	65,7	97,8	
298,5	12,4	269,4	60,0	89,3	323,9
	13,6	267,4	65,0	96,7	
339,7	9,7	316,5	54,5	81,1	365,1
	10,9	313,9	61,0	90,8	
	12,2	311,4	68,0	101,2	
	13,1	309,6	72,0	107,1	
	14,7	306,3	80,7	120,1	
406,4	9,5	382,6	65,0	96,7	431,8
	11,1	379,4	75,0	111,6	
	12,6	376,5	84,0	125,0	
473,1	11,1	446,2	87,5	130,2	508,0
508,0	11,1	480,9	94,0	140,0	533,4
	12,7	477,8	106,5	158,5	
	16,1	470,9	133,0	198,0	
762,0	25,4	711,0	310,0	491,0	804,0
	38,1	685,0	460,0	720,0	

МАРКИРОВКА ЗАРУБЕЖНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

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.

Для труб, поставляемых по договору с СССР, вместо массы 1 фута указывается толщина стенки. Размерность в этом случае приведена в метрической системе мер.

Марки стали: K, J, C, N, P. Цифра после буквы означает минимальное значение предела текучести материала в тыс. фунтов на квадратный дюйм. Буква S — сероводородустойчивая марка стали.

Способ изготовления: S — бесшовные, E — электросварные.

Тип стали: B — бессемеровская, BO — кислородно-конвенторная.

Тип резьбы: закругленного профиля с короткой и длинной резьбами — CSG и LCSG соответственно, упорная — «Батресс», «ВАМ», «Экстрем-Лайн».

Если трубы опрессованы давлением, наносят слово «Тэстэд», если труба проверена неразрушающими методами контроля — буквы SRI.

Цвет краски для маркировки труб из стали марки: К-55 — зеленый, J-55 — светло-зеленый, С-75 — голубой, N-80 — красный, С-90 — пурпурный, С-95 — коричневый, Р-110 — белый. На трубе около муфты одним из указанных выше цветов наносят поясок. Трубы из фирменных сталей имеют пояски: АС-80 — красный с голубой полосой; АС-85 — красный с голубой и белой полосами; АС-90 — красный с двумя голубыми полосами; АС-95 — коричневый с голубой полосой; SM-80S — голубая полоса на муфте, окрашенной в красный цвет; SM-90S — голубая полоса на муфте оранжевого цвета; SM-95S — голубая полоса на муфте коричневого цвета.

Буквы АС — означают фирму «Ниппон Кокан Корпорейшн», SM — фирму «Сумитомо Метал».

Сероводородустойчивые стали для обсадных труб (цветовая маркировка не обязательна):

фирма «Далмайн» (Италия) — D-80SG, D-90SG, D-90SSG, D-95SSG, D-95SG;

фирма «Маннесман векс» (ФРГ) — MW-80S, MW-85SS, MW-90SS, MW-95SS.

ДАВЛЕНИЯ ОПРЕССОВКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ (ИСПОЛНЕНИЕ Б) НА ПОВЕРХНОСТИ

ГОСТ 632—80

Таблица 7.3

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала трубы					
		Д	К	Е	Л	М	Р
114,3	6,4	33,3	44,1	49,5	—	—	—
	7,4	38,7	51,0	56,9	67,7	78,5	96,1
	8,6	45,1	58,9	66,2	79,0	91,2	111,8
127,0	6,4	29,9	39,7	44,6	—	—	—
	7,5	35,3	46,1	52,0	61,8	71,6	87,8
	9,2	43,2	56,9	63,8	76,0	87,8	107,9
139,7	6,2	26,5	34,8	39,2	—	—	—
	7,0	29,9	39,2	44,2	—	—	—
	7,7	32,9	43,2	48,6	57,9	66,9	82,1
	9,2	39,2	51,5	57,9	69,2	80,0	98,1
	10,5	44,6	58,9	66,3	79,0	91,2	111,8
146,1	6,5	26,5	34,8	39,2	—	—	—
	7,0	28,4	37,8	42,2	50,0	—	—
	7,7	31,4	41,2	46,6	55,4	64,3	79,0
	8,5	34,8	45,6	51,5	61,3	70,6	86,8
	9,5	38,7	51,0	57,9	68,2	79,0	97,1
	10,7	43,6	57,4	64,7	77,0	89,3	109,4

Продолжение табл. 7.3

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала трубы					
		Д	К	Е	Л	М	Р
168,3	7,3	26,0	33,8	38,3	45,6	—	—
	8,9	31,4	41,7	46,6	55,4	64,3	79,0
	10,6	37,8	49,5	55,4	66,2	76,5	93,7
	12,1	42,7	56,4	63,3	75,5	87,3	106,9
177,8	6,9	23,0	30,4	34,3	—	—	—
	8,1	27,0	35,8	40,2	47,6	—	—
	9,2	30,9	40,7	45,6	54,4	62,8	77,0
	10,4	34,8	46,1	51,5	61,3	71,1	87,3
	11,5	38,7	50,5	57,0	67,7	78,5	96,1
	12,7	42,7	55,9	62,8	75,0	86,8	106,4
193,7	7,6	23,5	30,9	34,8	—	—	—
	8,3	25,5	33,8	37,8	45,1	—	—
	9,5	29,4	38,2	43,2	51,5	59,4	73,1
	10,9	33,4	44,1	49,6	58,9	68,2	83,9
	12,7	39,2	51,5	57,9	68,7	79,5	97,6
219,1	7,7	21,1	27,5	30,9	—	—	—
	8,9	24,0	31,9	35,8	42,7	49,1	—
	10,2	27,9	36,3	41,2	49,1	56,4	69,2
	11,4	30,9	40,7	46,1	51,4	63,3	77,5
	12,7	34,3	45,6	51,0	60,8	70,1	86,3
	14,2	38,7	51,0	57,4	68,2	78,5	96,6
244,5	7,9	14,2	19,1	21,6	—	—	—
	8,9	16,2	21,6	24,0	28,4	32,9	—
	10,0	18,1	24,0	27,0	31,9	37,3	45,6
	11,1	20,1	26,5	29,9	35,8	41,2	50,5
	12,0	22,1	28,9	32,4	38,7	44,6	54,9
	13,8	25,0	33,4	37,3	44,1	51,5	63,3
273,1	7,1	11,8	15,2	17,2	—	—	—
	8,9	14,7	19,1	21,6	25,5	29,4	—
	10,2	16,7	22,1	24,5	29,4	33,8	41,7
	11,4	18,6	24,5	27,5	32,9	37,8	46,6
	12,6	20,6	27,0	30,4	36,3	42,2	51,5
	13,8	22,6	29,9	33,4	39,7	46,1	56,4

Продолжение табл. 7.3

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала трубы					
		Д	К	Е	Л	М	Р
298,5	8,5	12,7	16,7	18,6	—	—	—
	9,5	14,2	18,6	21,1	25,0	28,9	35,3
	11,1	16,7	22,1	24,5	29,4	33,8	41,7
	12,4	18,6	24,5	27,5	32,4	37,8	46,6
	14,8	22,1	28,9	32,9	38,7	45,1	55,4
323,9	9,5	13,2	17,2	19,6	—	—	—
	11,0	15,2	20,1	22,6	26,5	30,9	37,8
	12,4	17,1	22,6	25,5	29,9	34,8	42,7
	14,0	19,1	25,5	28,4	33,8	39,2	48,0
339,7	9,7	12,8	16,7	18,6	—	—	—
	10,9	14,2	18,6	21,1	—	—	—
	12,2	16,2	21,1	23,5	—	—	—
	13,1	17,2	22,6	25,5	—	—	—
	14,0	18,6	24,0	27,4	—	—	—
351,0	9,0	11,3	15,2	—	—	—	—
	10,0	12,7	16,7	—	—	—	—
	11,0	14,2	18,6	—	—	—	—
	12,0	15,2	20,1	—	—	—	—
377,0	9,0	10,8	14,2	—	—	—	—
	10,0	11,8	15,7	—	—	—	—
	11,0	13,2	17,2	—	—	—	—
	12,0	14,2	18,6	—	—	—	—
406,4	9,5	10,3	13,7	—	—	—	—
	11,1	12,2	16,2	—	—	—	—
	12,6	13,7	18,1	—	—	—	—
426,0	10,0	10,3	13,7	—	—	—	—
	11,0	11,8	15,2	—	—	—	—
	12,0	12,7	16,7	—	—	—	—
473,1	11,1	10,3	13,7	—	—	—	—
508,0	11,1	9,8	12,7	—	—	—	—

Примечания. 1. Давления опрессовки в МПа. 2. Для труб группы прочности Д с короткой треугольной резьбой испытательное давление не должно превышать 24,5 МПа.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБСАДНЫХ ТРУБ С РЕЗЬБОЙ ТРЕУГОЛЬНОГО ПРОФИЛЯ

Таблица 7.4

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала трубы, МПа				Страгивающая нагрузка, кН			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
114,3	6,4	27,0	35,2	38,9	41,7	37,1	54,0	64,2	74,2	500	725	860	1000
	7,4	34,2	46,2	52,2	57,3	42,9	62,4	74,2	85,8	600	870	1040	1200
	8,6	42,4	59,0	68,0	76,1	50,0	72,5	86,2	99,8	720	1050	1240	1440
	10,2	—	—	88,1	100,2	—	—	102,2	118,3	—	—	1520	1750
127,0	6,4	22,3	28,1	30,6	32,4	33,4	48,6	57,7	66,8	560	820	970	1130
	7,5	29,5	39,0	43,5	47,1	39,2	56,9	67,6	78,3	680	1000	1190	1380
	9,2	40,3	55,7	63,9	71,1	48,1	69,8	83,0	96,0	880	1280	1520	1760
	10,2	49,4	69,7	81,1	91,7	56,0	81,2	96,5	111,7	1050	1520	1800	2090
139,7	7,0	22,1	27,8	30,2	31,9	33,2	48,3	57,4	66,4	690	1010	1200	1390
	7,7	26,3	34,1	37,5	40,3	36,6	53,1	63,1	73,1	780	1140	1350	1570
	9,2	35,1	47,5	53,9	59,3	43,7	63,5	75,5	87,3	970	1410	1680	1940
	10,5	42,4	58,9	67,9	75,9	49,9	72,4	86,1	99,7	1130	1640	1950	2250
146,0	7,0	20,3	25,2	27,1	28,6	31,8	46,2	54,9	63,5	730	1070	1260	1460
	7,7	24,3	31,1	34,0	36,3	35,0	50,8	60,4	69,9	820	1200	1430	1660
	8,5	28,8	37,9	42,1	45,6	38,6	56,1	66,6	77,1	930	1350	1610	1860

Продолжение табл. 7.4

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала трубы, МПа				Страгивающая нагрузка, кН			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
	9,5	34,4	46,6	52,6	57,8	43,1	62,7	74,5	86,2	1060	1540	1830	2130
	10,7	40,9	56,6	65,1	72,6	48,6	70,6	83,9	97,1	1210	1760	2100	2440
168,3	7,3	16,6	19,9	—	—	28,8	41,8	—	—	880	1280	—	—
	8,9	24,4	31,3	34,2	36,6	35,1	51,0	60,6	70,1	1130	1640	1950	2250
	10,6	32,7	44,0	49,5	54,2	41,8	60,7	72,1	83,5	1380	2010	2380	2760
	12,1	39,9	55,0	63,0	70,2	47,7	69,3	82,3	95,4	1600	2320	2760	3190
219,1	8,9	14,4	17,0	17,8	18,5	27,0	39,2	46,5	53,8	1470	2130	2540	2930
	10,2	19,2	23,5	25,3	26,6	30,9	44,9	53,3	61,7	1720	2500	2970	3440
	11,4	23,7	30,2	33,0	35,1	34,5	50,2	59,6	69,0	1960	2840	3380	3910
	12,7	28,6	37,6	41,8	45,2	38,5	55,9	66,4	76,8	2200	3200	3800	4410
	14,2	—	46,3	52,3	57,4	—	62,4	74,3	85,9	—	3620	4300	4980
244,5	8,9	10,0	11,7	12,3	12,8	24,2	35,1	41,7	48,2	1630	2370	2810	3250
	10,0	12,9	15,6	16,7	17,5	27,1	39,4	46,8	54,2	1870	2710	3230	3740
	11,1	16,2	20,0	21,7	22,8	30,1	43,7	52,0	60,2	2110	3070	3650	4210
	12,0	18,8	23,8	26,0	27,7	32,5	47,3	56,3	65,1	2300	3350	3980	4610
	13,8	24,4	31,9	35,5	38,5	37,4	54,4	64,7	74,9	2680	3900	4640	5370
273,0	8,9	7,6	8,8	9,2	9,5	21,7	31,5	37,3	43,2	1660	2400	2860	3310
	10,2	10,6	12,4	13,1	13,8	24,8	36,0	42,8	49,5	1940	2820	3350	3880
	11,4	13,5	16,4	17,5	18,4	27,7	40,3	47,8	55,4	2200	3200	3810	4410
	12,6	16,7	20,7	22,4	23,8	30,6	44,5	52,8	61,2	2470	3590	4260	4930
	13,8	19,9	25,4	27,8	29,8	33,5	48,7	57,9	67,0	2720	3960	4710	5450
	15,1	—	30,6	34,0	36,7	—	53,3	63,3	73,3	—	4370	5190	6000
298,5	8,5	5,5	—	—	—	18,9	—	—	—	1680	—	—	—
	9,5	7,3	—	—	—	21,2	—	—	—	1910	—	—	—
	11,1	10,5	12,3	13,0	13,6	24,7	35,9	42,6	49,3	2290	3330	3960	4590
	12,4	13,4	16,2	17,3	18,2	27,5	40,1	47,6	55,1	2600	3770	4490	5190
	14,8	—	24,3	26,7	28,4	—	47,8	56,8	65,8	—	4590	5450	6300
323,9	9,5	5,9	6,7	7,0	—	19,5	28,2	33,6	—	2040	2960	3520	—
	11,0	8,4	9,8	10,3	10,7	22,5	32,7	38,9	45,0	2410	3510	4160	4820
	12,4	11,2	13,2	14,1	14,7	25,4	36,9	43,9	50,8	2760	4010	4770	5520
	14,0	14,6	17,8	19,2	20,2	28,7	41,7	49,5	57,3	3160	4590	5450	6310
351,0	9,0	3,8	—	—	—	17,0	—	—	—	1700	—	—	—
	10,0	5,0	5,8	6,1	—	18,9	27,4	32,6	—	1950	2840	3370	—
	11,0	6,4	7,3	7,8	8,1	20,8	30,2	35,9	41,6	2200	3200	3800	4400
	12,0	7,8	9,2	9,8	10,3	22,7	32,9	39,2	45,3	2460	3570	4240	4910
377,0	9,0	3,2	—	—	—	15,9	—	—	—	1780	—	—	—
	10,0	4,2	4,8	—	—	17,6	25,6	—	—	2060	2980	—	—
	11,0	5,4	6,2	6,5	—	19,4	28,1	33,4	—	2320	3370	4000	—
	12,0	6,6	7,6	8,1	—	21,2	30,7	36,5	—	2580	3750	4460	—
426,0	10,0	3,0	—	—	—	15,6	—	—	—	2220	—	—	—
	11,0	3,9	4,4	—	—	17,1	24,9	—	—	2510	3650	—	—
	12,0	4,9	5,6	—	—	18,7	27,1	—	—	2800	4070	—	—

Примечание. Трубы поставляются с плюсовым допуском по толщине стенки, поэтому фактическая масса 1 м может быть больше приведенной до 2 %.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

БЮЛЛЕТЕНЬ 5СА АНИ, КАТАЛОГИ ФИРМ «ВАЛЛОУРЕК», «СУМИТОМО МЕТАЛ», «НИППОН КОКАН КОРПОРЕЙШН»

Таблица 7.5

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа		Допустимое внутреннее давление (МПа) для труб с резьбой				Допустимая растягивающая нагрузка (кН) для труб с резьбой			
				круглой		«Батресс», «ВАМ»		круглой		«Батресс», «ВАМ»	
		N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110
114,3	5,7	34,0	—	—	—	48,1	—	—	—	1070	—
	6,4	43,8	52,1	53,6	73,7	53,6	73,7	990	1250	1190	1640
	7,4	58,9	73,6	62,2	85,6	62,2	85,6	1200	1500	1360	1870
	8,6	78,0	98,5	73,7	99,4	67,4	92,6	1440	1800	1570	2160
	9,7	—	117,3	—	—	—	112,1	—	—	—	2400
	10,2	—	123,5	—	—	—	118,2	—	—	—	2520
127,0	6,4	35,4	40,2	48,9	67,2	48,9	67,2	1120	1400	1340	1840
	7,5	50,0	60,9	57,2	78,7	57,2	78,7	1380	1730	1560	2140
	9,2	72,3	92,7	69,9	96,1	67,8	93,0	1760	2200	1880	2580
	10,7	85,1	117,1	72,0	100,0	67,8	93,0	2100	2620	2160	2900
	11,1	87,7	120,0	73,9	101,5	67,8	93,0	2180	2730	2230	2980
	12,1	91,4	125,6	73,9	101,5	67,8	93,0	2400	3000	2390	2980
	12,7	98,4	135,2	73,9	101,5	67,8	93,0	2510	3150	2390	2980
139,7	7,0	34,4	38,7	48,3	66,4	48,3	66,4	1360	1740	1600	2200
	7,7	43,3	51,4	53,4	73,4	53,4	73,4	1550	1980	1760	2420
	9,2	60,9	76,4	63,4	87,2	61,5	84,4	1900	2440	2050	2850
	10,5	77,0	100,1	68,2	93,7	61,5	84,4	2230	2860	2360	3150
168,3	7,3	24,0	27,8	42,0	57,7	42,0	57,7	1660	2220	2040	2800
	8,9	39,7	46,3	51,3	70,5	51,3	70,5	2130	2850	2460	3390
	10,6	56,3	69,9	60,7	83,6	60,7	83,6	2600	3460	2900	3970
	12,1	71,1	91,0	69,3	95,2	67,1	92,2	3000	4000	3260	4480
177,8	8,1	26,4	30,7	43,8	60,1	43,8	60,1	1970	2620	2370	3250
	9,2	37,3	42,8	49,9	68,7	49,9	68,7	2310	3080	2680	3690
	10,4	48,4	58,7	56,3	77,4	56,3	77,4	2650	3530	3000	4130
	11,5	59,3	74,2	63,1	85,9	57,8	79,4	2980	3980	3300	4550
	12,7	70,2	89,8	63,8	86,8	57,8	79,4	3300	4420	3620	4790
	13,7	78,6	104,2	63,8	86,8	57,8	79,4	3300	4420	3830	4790
	15,0	—	117,1	—	—	—	79,4	—	—	—	4790
	16,3	—	126,0	—	—	—	79,4	—	—	—	4790
193,7	8,3	23,4	27,1	41,5	57,1	41,5	57,1	2170	2900	2670	3670
	9,5	33,1	36,8	47,5	65,3	47,5	65,3	2550	3420	3020	4170
	10,9	45,2	54,2	54,4	74,8	54,4	74,8	2990	4000	3450	4750
	12,7	60,7	76,2	63,3	87,0	63,3	87,0	3540	4740	3970	5460
	14,3	73,8	95,1	70,4	96,9	66,8	91,9	4020	5380	4440	6100
	15,1	78,6	105,1	71,6	98,5	66,8	91,9	4280	5120	4670	6430
	15,9	82,1	113,0	71,6	98,5	66,8	91,9	4500	6020	4890	6720
219,1	8,9	21,0	23,6	39,4	54,2	39,4	54,2	2620	3510	3250	4450
	10,2	28,2	32,4	44,7	61,6	44,7	61,6	3050	4090	3670	5050
	11,4	38,1	43,9	50,3	69,3	50,3	69,3	3500	4690	4110	5650
	12,7	47,9	57,9	56,0	76,9	56,0	76,9	3940	5270	4540	6240
	14,2	59,1	74,0	62,3	85,7	62,3	85,7	4430	5920	5000	5900
	15,1	66,6	84,7	66,6	91,6	66,6	91,6	4760	6370	5340	7340
244,5	8,9	16,3	17,1	35,3	48,5	35,3	48,5	2850	3830	3640	5000
	10,0	21,3	24,0	39,6	54,5	39,6	54,5	3280	4390	4060	5600
	11,1	26,3	30,5	43,7	59,9	43,7	59,9	3670	4310	4450	6140
	12,0	32,8	36,6	47,4	65,1	47,4	65,1	4020	5390	4820	6590
	13,8	45,6	54,6	54,6	75,1	54,6	75,1	4720	6330	5520	7590
	15,1	54,4	87,2	59,7	82,0	59,7	82,0	5180	6950	6000	8260
	15,9	—	94,7	—	86,2	—	86,2	—	7330	—	8650
	19,1	—	106,0	—	103,4	—	103,4	—	8850	—	9660
273,0	10,2	17,1	18,0	35,9	49,1	35,9	49,1	3040	4210	4630	6370
	11,4	22,2	25,3	40,4	55,5	40,4	55,5	3600	4800	5180	7080

Продолжение табл. 7.5

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа		Допустимое внутреннее давление (МПа) для труб с резьбой				Допустимая растягивающая нагрузка (кН) для труб с резьбой			
				круглой		«Батресс», «ВАМ»		круглой		«Батресс», «ВАМ»	
		N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110	N 80	P 110
	12,6	27,7	31,9	44,4	61,1	44,4	61,1	3970	5050	5670	7760
	13,8	35,6	40,5	49,0	67,3	49,0	67,3	5070	5940	6220	8500
	15,1	43,5	51,6	53,5	73,5	53,5	73,5	5580	6540	6760	9240
298,5	12,4	21,9	24,9	40,2	55,2	40,2	55,2	4100	5520	6150	8350
	13,6	26,7	30,9	43,9	60,3	43,9	60,9	4530	6100	6700	9070
339,7	9,7	7,8	7,8	27,4	37,7	27,4	37,7	3260	4400	5510	7250
	10,9	11,5	11,5	31,0	42,7	31,0	42,7	3770	5060	6220	8160
	12,2	15,6	16,1	34,6	47,6	34,6	47,6	4280	5770	6900	9080
	13,1	18,4	19,8	37,1	51,0	37,1	51,0	4620	6240	7380	9700
	14,0	21,4	—	39,7	—	—	—	—	—	—	—
	14,7	26,0	27,6	41,8	57,5	41,8	57,5	5290	7120	8290	11000
	15,4	26,7	—	43,9	—	—	—	—	—	—	—
	18,3	40,7	—	46,0	—	—	—	—	—	—	—

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕРОВОДОРОДУСТОЙЧИВЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

КАТАЛОГИ ФИРМ «СУМИТОМО МЕТАЛ», «НИППОН КОКАН КОРПОРЕЙШН»

Таблица 7.6

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа					Допустимое внутреннее давление (МПа) для труб с резьбой									
							круглого профиля					упорной («Батресс», «ВАМ»)				
		C-75	AC-80, 80S	AC-85	AC-90, 90S	C-95, AC-95, 95S	C-75	AC-80, 80S	AC-85	AC-90, 90S	C-95, AC-95, 95S	C-75	AC-80, 80S	AC-85	AC-90, 90S	C-95, AC-95, 95S
114,3	6,4	42,3	43,7	45,4	47,1	48,3	50,3	53,6	57,0	60,3	63,7	50,3	53,6	57,0	60,3	63,7
	7,4	56,3	58,9	61,5	64,3	66,5	58,3	62,2	66,1	70,0	73,8	58,3	62,2	66,1	70,0	73,8
	8,6	73,0	76,4	80,4	84,3	87,9	69,1	72,3	76,8	81,4	85,8	63,2	67,5	71,7	76,0	80,1
127,0	7,5	48,0	50,0	51,9	54,1	55,8	53,6	57,2	60,7	64,2	67,8	53,6	57,2	60,7	64,2	67,8
	9,2	69,0	72,3	75,9	79,5	82,8	65,5	69,9	74,3	78,6	83,0	64,0	68,3	72,6	76,9	80,5
	11,1	82,2	88,0	93,5	99,0	104,2	69,3	74,5	79,2	83,9	87,6	64,0	68,3	72,6	76,9	80,5
	12,1	86,4	95,4	101,3	107,3	109,4	69,3	74,5	79,2	83,9	87,6	64,0	68,3	72,6	76,9	80,5
	12,7	92,3	99,3	105,4	111,7	116,8	69,3	74,5	79,2	83,9	87,6	64,0	68,3	72,6	76,9	80,5
139,7	7,0	33,5	—	—	—	37,0	—	—	—	—	—	45,2	—	—	—	57,3
	7,7	41,9	43,3	44,9	46,4	47,8	50,0	53,4	56,7	60,0	63,4	50,0	53,4	56,7	60,0	63,4
	9,2	58,2	60,9	63,2	66,5	69,0	59,3	63,4	67,3	71,3	75,2	57,6	62,0	65,8	69,8	72,8
	10,5	72,1	76,9	81,4	85,3	89,1	63,9	68,2	72,4	76,6	80,9	57,6	62,0	65,8	69,8	72,8
168,3	8,9	38,4	39,7	41,0	42,3	43,4	48,1	51,3	54,5	57,4	60,9	48,1	51,3	54,5	57,4	60,9

Продолжение табл. 7.6

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа					Допустимое внутреннее давление (МПа) для труб с резьбой									
							круглого профиля					упорной («Батресс», «ВАМ»)				
		С-75	АС-80, 80S	АС-85	АС-90, 90S	С-95, АС-95, 95S	С-75	АС-80, 80S	Ж-85	АС-90, 90S	С-95, АС-95, 95S	С-75	АС-80, 80S	АС-85	АС-90, 90S	С-95, АС-95, 95S
	10,6	53,9	56,3	58,9	61,2	63,5	57,0	60,7	64,5	68,4	72,1	57,0	60,7	64,5	68,4	72,1
	12,1	67,8	71,1	74,6	78,1	81,4	64,8	69,3	73,6	77,9	82,2	62,9	67,7	71,9	76,2	79,6
177,8	8,1	26,0	26,4	26,7	27,8	28,6	40,9	43,8	46,5	49,1	51,9	40,9	43,8	46,5	49,1	51,9
	9,2	36,2	37,3	38,4	39,5	40,5	46,8	49,9	53,0	56,1	59,3	46,8	49,9	53,0	56,1	59,3
	10,4	46,6	48,4	50,3	52,2	54,0	52,8	56,3	59,8	63,3	66,8	52,8	56,3	59,8	63,3	66,8
	11,5	56,8	59,3	61,9	64,6	67,1	58,6	62,5	66,4	70,2	74,2	54,2	58,3	62,0	65,6	68,6
	12,7	67,0	70,2	73,6	77,0	80,2	59,2	63,8	67,6	71,6	74,9	54,2	58,3	62,0	65,6	68,6
	13,7	73,7	78,6	83,5	88,3	92,5	59,2	63,8	67,6	71,6	74,9	54,2	58,3	62,0	65,6	68,6
193,7	8,3	22,7	23,4	24,2	24,9	25,6	38,9	41,5	44,1	46,8	49,3	38,9	41,5	44,1	46,8	49,3
	9,5	32,2	33,1	33,8	34,7	35,3	44,4	47,5	50,5	53,5	56,4	44,4	47,5	50,5	53,5	56,4
	10,9	43,6	45,2	47,0	48,6	50,0	51,0	54,5	57,9	61,2	64,6	51,0	54,5	57,9	61,2	64,6
	12,7	58,2	60,7	63,5	66,3	68,8	54,9	63,3	67,2	71,2	75,1	54,9	63,3	67,2	71,2	75,1
	14,3	70,0	74,5	78,2	81,9	84,7	66,1	71,2	75,6	80,1	83,6	62,7	67,5	71,7	75,9	79,4
	15,1	73,7	79,3	84,3	89,2	93,4	66,5	72,3	76,9	81,4	88,6	62,7	67,5	71,7	75,9	79,4
	15,9	77,1	82,9	88,1	93,3	97,6	66,5	72,3	76,9	81,4	88,6	62,7	67,5	71,7	75,9	79,4
219,1	10,2	27,7	28,3	28,8	29,2	30,0	42,0	44,7	47,6	50,3	53,2	42,0	44,8	47,6	50,3	53,2
	11,4	36,9	38,1	39,3	40,4	41,4	47,2	50,3	53,5	56,7	59,7	47,2	50,3	53,5	56,7	59,7
	12,7	46,0	47,9	49,7	51,6	53,3	52,5	56,0	59,4	63,0	66,5	52,5	56,0	59,4	63,0	66,5
	14,2	56,5	59,1	61,7	64,5	66,8	58,5	62,3	66,3	70,1	74,1	58,5	62,3	66,3	70,1	74,1
	15,1	63,3	66,6	69,7	72,8	75,9	62,4	66,6	70,7	75,0	79,1	62,4	66,6	70,7	75,0	79,1
244,5	8,9	16,0	—	—	—	16,9	33,1	—	—	—	41,9	33,1	—	—	—	41,9
	10,0	20,5	21,3	21,9	22,2	23,0	37,2	39,6	42,1	44,5	47,0	37,2	39,6	42,1	44,5	47,0
	11,1	25,8	26,3	26,8	27,7	28,4	40,9	43,6	46,3	49,1	51,8	40,9	43,6	46,3	49,1	51,8
	12,0	31,9	32,8	33,6	34,4	35,0	44,4	47,4	50,3	53,2	56,2	44,4	47,4	50,3	53,2	56,2
	13,8	43,9	45,6	47,4	49,0	50,5	51,2	54,7	58,1	61,5	64,8	51,2	54,7	58,1	61,5	64,8
	15,1	52,2	—	—	—	61,2	—	—	—	—	—	55,9	—	—	—	70,9
273,1	11,4	21,4	22,2	22,8	23,4	24,0	37,9	40,4	43,0	45,4	48,0	37,9	40,4	43,0	45,4	48,0
	12,6	27,2	27,7	28,2	28,7	29,6	41,6	44,5	47,2	50,0	52,8	41,6	44,5	47,2	50,0	52,8
	13,8	34,4	35,6	36,6	37,7	38,5	45,9	49,0	52,0	55,0	58,1	45,9	49,0	52,0	55,0	58,1
	15,1	41,8	43,5	45,0	46,6	48,0	50,1	53,4	56,8	60,1	63,4	50,1	53,4	56,8	60,1	63,4
298,5	12,4	21,2	21,9	22,5	23,1	23,7	37,7	40,2	42,7	45,2	47,7	37,7	40,2	42,7	45,2	47,7
	13,6	26,1	26,7	27,1	28,0	28,8	41,1	43,9	46,6	49,4	52,1	41,1	43,9	46,6	49,4	52,1
339,7	9,7	7,8	—	—	—	7,8	25,7	—	—	—	32,6	25,7	—	—	—	32,6
	10,9	11,4	11,5	—	11,5	11,5	29,1	—	—	—	36,9	29,1	31,0	—	34,9	36,9
	12,2	15,3	15,5	15,8	16,0	16,1	32,5	34,6	36,8	39,0	41,2	32,5	34,6	36,8	39,0	41,2
	13,1	17,9	18,4	18,8	19,1	19,4	34,7	37,1	39,4	41,7	44,0	34,7	37,1	39,4	41,7	44,0
	14,0	20,6	—	—	—	—	37,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	14,7	23,0	23,9	24,6	25,4	26,1	39,2	41,9	44,5	47,1	49,7	39,2	41,9	44,5	47,1	49,7
	15,4	26,3	—	—	—	—	41,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	18,3	39,4	—	—	—	—	43,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—

ДОПУСТИМАЯ РАСТЯГИВАЮЩАЯ НАГРУЗКА (кН) ДЛЯ СЕРОВОДОРОДУСТОЙЧИВЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ

КАТАЛОГИ ФИРМ «СУМИТОМО МЕТАЛ», «НИППОН КОКАН КОРПОРЕЙШН», «ВАЛЛОУРЕК»

Таблица 7.7

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Круглая резьба					Упорная резьба («Батресс», «ВАМ»)				
		С-75	АС-80, 80S	АС-85	АС-90, 90S	С-95, АС-95, 95S	С-75	АС-80, 80S	АС-85	АС-90, 90S	С-95, АС-95, 95S
114,3	6,4	930	990	990	1020	1040	1110	1190	1260	1330	1400
	7,4	1150	1200	1200	1230	1260	1280	1360	1450	1530	1630
	8,6	1370	1440	1440	1480	1510	1470	1570	1670	1760	1860
127,0	7,5	1310	1380	1380	1420	1450	1160	1560	1650	1750	1850
	9,2	1670	1760	1760	1810	1850	1750	1880	1990	2110	2220
	11,1	2070	2180	2180	2240	2290	2090	2230	2360	2460	2500
	12,1	2220	2400	2400	2470	2520	2260	2390	2390	2460	2500
	12,7	2350	2510	2510	2600	2640	2270	2390	2390	2460	2500
139,7	7,0	1280	—	—	—	1460	1510	—	—	—	1910
	7,7	1450	1550	1580	1680	1680	1650	1760	1880	1990	2100
	9,2	1790	1900	1950	2070	2070	1940	2070	2200	2330	2450
	10,5	2100	2230	2280	2400	2400	2210	2360	2510	2650	2650
168,3	8,9	2020	2140	2230	2330	2420	2310	2470	2620	2770	2930
	10,6	2450	2610	2710	2850	2950	2710	2890	3070	3250	3430
	12,1	2840	3010	3140	3290	3420	3050	3260	3470	3670	3880
177,8	8,1	1850	1960	2040	2150	2250	2220	2360	2520	2480	2810
	9,2	2170	2300	2400	2530	2640	2510	2680	2850	3020	3190
	10,4	2490	2650	2760	2900	3030	2820	3000	3190	3380	3570
	11,5	2810	2990	3120	3260	3420	3100	3310	3520	3730	3930
	12,7	3120	3310	3460	3640	3800	3390	3620	3850	4010	4010
	13,7	3360	3620	3770	3930	4140	3650	3890	3890	4010	4010
193,7	8,3	2050	2180	2270	2380	2490	2490	2670	2840	3010	3170
	9,5	2410	2560	2670	2800	2930	2840	3030	3230	3420	3590
	10,9	2820	3000	3130	3280	3430	3190	3460	3670	3890	4100
	12,7	3340	3550	3700	3880	4060	3730	3980	4230	4470	4720
	14,3	3790	4020	4200	4410	4610	4160	4440	4710	4990	5270
	15,1	4020	4280	4460	4690	4900	4380	4670	4970	5260	5550
	15,9	4240	4500	4700	4930	5150	4580	4890	5190	5500	5780
219,1	10,2	2880	3060	3200	3350	3500	3440	3670	3910	4130	4340
	11,4	3300	3500	3660	3840	4020	3880	4110	4380	4620	4860
	12,7	3710	3940	4120	4320	4520	4250	4540	4820	5110	5360
	14,2	4170	4430	4630	4860	5080	4710	5020	5340	5650	5900
	15,1	4480	4760	4970	5220	5460	5010	5340	5670	6000	6300
244,5	8,9	2660	—	—	—	3280	3420	—	—	—	4270
	10,0	3080	3270	3430	3600	3770	3810	4070	4330	4580	4770
	11,1	3440	3670	3830	4030	4220	4180	4470	4750	5020	5230
	12,0	3790	4020	4200	4420	4630	4510	4830	5130	5430	5660
	13,8	4440	4720	4930	5180	5420	5120	5530	5870	6220	6480
	15,1	4880	—	—	—	5960	5620	—	—	—	7030
273,1	11,4	3360	3580	3740	3930	4120	4860	5170	5500	5820	6020
	12,6	3740	3980	4170	4380	4590	5320	5670	6030	6380	6600
	13,8	4780	4430	4640	4880	5100	5830	6220	6600	6990	7220
	15,1	5250	4870	5100	5360	5610	6330	6750	7170	7590	7850
298,5	12,4	3870	4110	4300	4520	4740	5770	6160	6530	6860	7100
	13,6	4260	4530	4740	4990	5230	6270	6690	7110	7460	7720
339,7	9,7	3060	—	—	—	3770	5170	—	—	—	6280
	10,9	3540	—	—	—	4370	5840	6200	—	6830	7080
	12,2	4020	4280	4490	4720	4950	6480	6870	7260	7590	7870
	13,1	4350	4620	4850	5100	5300	6920	7390	7760	8110	8400
	14,7	4970	5290	5540	5840	6120	7780	8290	8710	9100	9450

7.2. 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 ($\alpha > 5°$) все отметки глубин граничных точек необходимо пересчитывать на вертикальную проекцию траектории ствола.

I. НАРУЖНЫЕ ДАВЛЕНИЯ

1. На устье скважины

$$(p_н)_у = 0.$$

2. На верхней границе подъема цементного раствора

$$(p_н)_h = 10^{-2}\rho_р h.$$

3. У башмака колонны (секции)

$$(p_н)_L = 10^{-2}[\rho_р h + \rho_ц (z - h)],$$

где $\rho_р$ — средняя плотность бурового раствора за колонной в нецементируемом интервале, г/см³; $\rho_ц$ — 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

$$(p_н)_L = (p_{пл})_L,$$

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

$$(p_н)_L = 10^{-2}\rho_р L.$$

6. В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$(p_в)_z = 10^{-2}\rho_п z,$$

где $\rho_п$ — средняя плотность горных пород, залегающих выше пород, склонных к текучести (в первых трех разведочных скважинах допускается $\rho_п = 2{,}3$ 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).

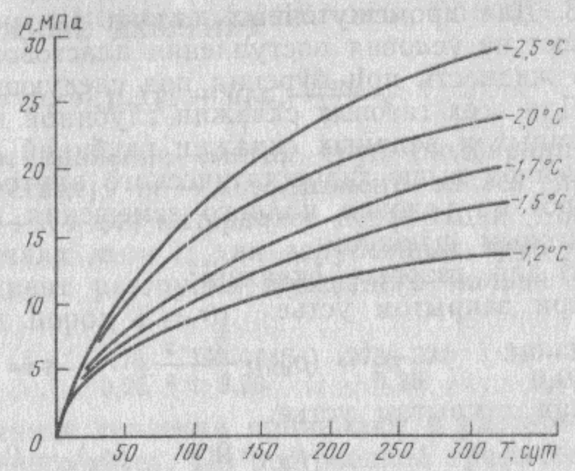


Рис. 7.2. Рост давления в замкнутом объеме с течением времени при температуре многолетнемерзлых пород (ММП) от —1,2 °С до —2,5 °С

7. В интервалах залегания многолетних мерзлых пород, в случае замерзания воды или бурового раствора за колонной обсадных труб, давления определяют по номограмме (рис. 7.2).

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

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

б) для нефтяных скважин

$$p_у = (p_в)_н = 0; \qquad (p_в)_L = 10^{-2}\rho_в (L - H),$$

где $p_у$ — давление внутри колонны на устье, МПа; $\rho_в$ — 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

$$p_у (p_{пл})_l \frac{2 - s}{2 + s}, \qquad s = 10^{-4}\rho_г l;$$

б) для газоконденсатных, нефтяных и водяных скважин

$$p_у = (p_{пл})_l - 10^{-2}\rho_ф l,$$

где $(p_{пл})_l$ — давление в пласте газа, находящегося на глубине l, МПа; $\rho_г$ — относительная плотность газа по воздуху; $\rho_ф$ — плотность пластового флюида, г/см³.

3. Для промежуточных колонн внутреннее давление рассчитывают из условия поступления пластового флюида в промывочную жидкость при бурении под следующую обсадную колонну.

Для всех газовых скважин глубиной до 1500 м, а также для нефтяных и водяных скважин глубиной до 1500 м с пластовым давлением выше гидростатического внутреннее давление рассчитывают из условия полного замещения промывочной жидкости пластовым флюидом:

а) для газовых скважин:

при закрытом устье

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

при открытом устье

$$p_y = 0, \qquad (p_в)_z = 0.$$

б) для нефтяных, водяных и газоконденсатных скважин:

при закрытом превенторе

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

при открытом устье

$$p_y = 0; \qquad (p_в)_z = 10^{-2}\rho_ф z.$$

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

при закрытом устье

$$p_y = (p_{пл})_l - 10^{-2}\rho_0 l;$$

при открытом устье

$$p_y = 0, \qquad (p_в)_z = 10^{-2}\rho_0 z,$$

где ρ_0 — средняя плотность промывочной жидкости внутри колонны с учетом поступления в нее пластового флюида во время нефтеводопроявления ($\rho_0 \leqslant 1$ г/см^3).

Для газовых и газоконденсатных скважин глубиной более 1500 м замещение промывочной жидкости пластовым флюидом необходимо принимать от полной до половины глубины скважины:

при закрытом устье

$$(p_в)_H = (p_{пл})_l - 10^{-2}\rho_в (l - H),$$

$$p_y = (p_в)_H \frac{2-s_H}{2+s_H}, \qquad S_H = 10^{-4}\rho_г H;$$

при открытом устье

$$p_y = (p_в)_H = 0; \qquad (p_в)_z = 10^{-2}\rho_в (z - H),$$

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

III. ИЗБЫТОЧНЫЕ НАРУЖНЫЕ ДАВЛЕНИЯ

$$(p_н)_{изб} = (p_н - p_в)(1 - k) \leqslant \frac{[p_{см}]}{m},$$

где $[p_{см}]$ — допустимое давление смятия труб (подбирают по технической характеристике); m — коэффициент запаса прочности на смятие $m = 1 \div 1{,}3$ для интервалов перфорации ± 50 м; во всех остальных случаях $m = 1$; 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 наружных 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/см^3.

В нагнетательных скважинах величина p_y устанавливается геологической службой.

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

$$(p_{в.\,опр})_l = 1{,}1\,(p_в)_z + 10^{-2}\rho_ж l_i = (p_{опр})_y + 10^{-2}\rho_ж (z + l_i).$$

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

$$(p_в)_{изб} = (p_{в.\,опр} - p_н)(1 - k) \leqslant [p_в]/n,$$

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:

$$10\sum(q_i l_i) \leqslant P_{\text{стр}}/n_{\text{стр}},$$

где q_i — масса 1 м обсадных труб в спускаемой i-й секции, кг; l_i — длина спускаемой i-й секции, м; $P_{\text{стр}}$ — допустимая нагрузка на страгивание резьб для труб в проверяемом сечении (по технической характеристике); $n_{\text{стр}}$ — коэффициент запаса прочности на страгивание резьб (для труб с трапецеидальной резьбой $n_{\text{стр}} = 1{,}8$; для труб с резьбой закругленного профиля диаметром до 168 мм и длиной колонны до 3000 м $n_{\text{стр}} = 1{,}15$, длиной свыше 3000 м $n_{\text{стр}} = 1{,}3$; диаметром 178—245 мм и длиной до 1500 м $n_{\text{стр}} = 1{,}3$, свыше 1500 м $n_{\text{стр}} = 1{,}45$; диаметром 273—324 мм — соответственно 1,45 и 1,6; диаметром свыше 324 мм — соответственно 1,6 и 1,75; для зарубежных труб $n_{\text{стр}} = 1{,}6$).

В наклонных скважинах ($\alpha \geqslant 10°$) необходимо учитывать снижение прочности резьбовых соединений с резьбой закругленного профиля в зависимости от градиента пространственного искривления ствола и группы прочности стали спускаемых обсадных труб. Коэффициенты запаса прочности для наклонных скважин приведены на рис. 7.3.

Для труб с резьбой типа ОТТМ, ОТТГ, «Батресс», «ВАМ» в наклонных скважинах

$$10\sum(q_i l_i) \leqslant (P_{\text{стр}} - P_{\text{изг}})/n_{\text{стр}},$$

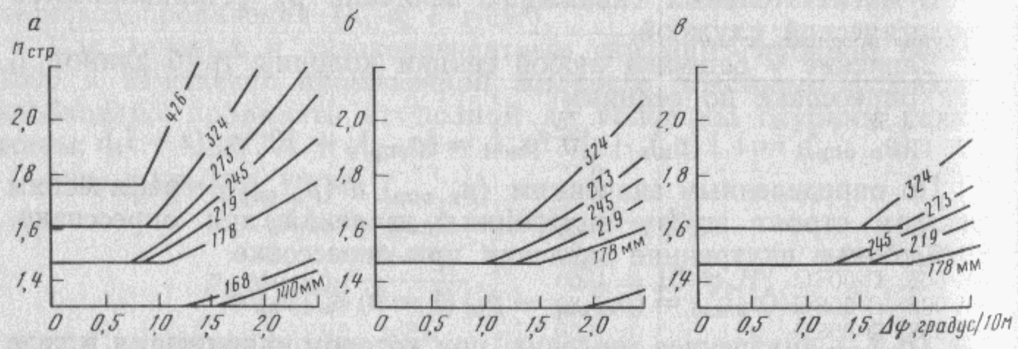


Рис. 7.3. Необходимые коэффициенты запаса прочности на страгивание резьб ($n_{\text{стр}}$) обсадных труб диаметром 140—426 мм групп прочности Д (*а*), Е (*б*) и Л (*в*) при креплении наклонных скважин

где $P_{\text{изг}}$ — дополнительная растягивающая нагрузка, вызванная изгибом колонны, кН,

$$P_{\text{изг}} = 232 D_{\text{н}} q\,\Delta\psi;$$

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр обсадной трубы, см; q — масса 1 м трубы, кг; $\Delta\psi$ — градиент пространственного искривления ствола, градус/10 м.

VI. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ДЛЯ СКВАЖИН, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД

Методика расчета обсадных колонн для скважин, содержащих сероводород, аналогична приведенной выше. Но в зависимости от парциального давления газа и температуры резко снижается несущая способность материала, так как различные стали имеют различную стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН).

Коэффициенты запаса прочности:

$$m_s = \frac{m}{k_t}, \qquad n_s = \frac{n}{k_t k_s},$$

$$n_{\text{стр}\,s} = \frac{n_{\text{стр}}}{k_t k_s},$$

где k_t — коэффициент снижения прочности от воздействия температуры,

$$k_t = 1 - 0{,}07\,\frac{t_z - 25}{75};$$

k_s — коэффициент снижения несущей способности материала труб при парциальном давлении газа более 0,01 МПа (значение k_s приведено в табл. 7.8; при парциальном давлении газа 0,001 МПа

Таблица 7.8

Группа прочности стали	Температура флюида, °С			
	20	40	60	⩾ 80
K-55, J-55	0,75	0,75	0,75	0,75
C-75 II	0,75	0,75	0,75	0,75
N-80	0,55	0,65	0,75	0,75
L-80	0,75	0,75	0,75	0,75
C-95	0,35	0,50	0,75	0,75
P-105, P-110	0,20	0,35	0,55	0,75
SM-80S, D-80SG	0,80	0,80	0,80	0,80
SM-90S, D-90SG	0,80	0,80	0,80	0,80
SM-95S, D-95SG	0,80	0,85	0,85	0,85
SM-85SS, D-95SSG	0,85	0,90	0,90	0,90
SM-90SS, D-90SSG	0,85	0,90	0,90	0,90
SM-95TS	0,75	0,80	0,85	0,85
SM-110T	0,45	0,50	0,60	0,75

и менее табличное значение k_s необходимо увеличить на 0,05); t_z — средняя температура в скважине для расчетного интервала z, °С.

Значения коэффициентов m, n, $n_{стр}$ приведены выше. Парциальное давление газа (МПа) равно произведению давления флюида в системе (МПа) на объемное содержание газа во флюиде (доли единицы).

Коэффициенты снижения несущей способности материала труб k_s в среде H_2S при парциальном давлении более 0,01 МПа приведены в табл. 7.8.

7.3. 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 приустьевой части — воздухом. В чисто нефтяных скважинах заполнение устьевой части воздухом необязательно.

Давление на устье при опрессовке любой секции колонны на глубине z

$$(p_{опр})_у = 1{,}1\,(p_в)_z - 10^{-2}\rho_ж z,$$

где $(p_в)_z$ — внутреннее давление в трубах на глубине z при загерметизированном устье в случае газонефтеводопроявления (для промежуточных колонн) или возникающее при испытании или проведении ремонтных работ в скважине (для эксплуатационных колонн), МПа; $\rho_ж$ — плотность промывочной жидкости, применяющейся при опрессовке, г/см³.

Давление опрессовки верхней секции ($z = 0$)

$$p_в = p_у, \qquad (p_{опр})_у = 1{,}1p_у \geqslant p_{min}.$$

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

Значение $(p_в)_z$ определяют согласно п. II разд. 7.2. В общем виде

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

где $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине l, МПа; ρ_0 — средневзвешенная плотность промывочной жидкости или пластового флюида при нефтегазоводопроявлении 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:

$$\frac{[p_в]_z}{1{,}05n_1} \geqslant [(p_{опр})_у + 10^{-2}\rho_ж z - p_н)_z]\,(1 - k),$$

где $[p_в]_z$ — внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы, расположенной на глубине z, 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, то 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:

$$0{,}95p_{пог} - 10^{-2}\rho_ж L \geqslant p_{опр} \geqslant 1{,}05\,(p_в)_L - 10^{-2}\rho_ж L,$$

где $p_{пог}$ — давление начала поглощения пород, залегающих у башмака колонны, МПа; L — глубина нахождения башмака опрессовываемой колонны, м.

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

Давления гидроиспытания труб $p_{г.исп}$, спускаемых на глубине z, на поверхности

$$\frac{[p_в]_z}{n_1} \geqslant p_{г.исп} \geqslant 1{,}05 \cdot 1{,}1\,[(p_в)_z - (p_н)_z]\,(1 - k) \geqslant p_{min},$$

где $(p_н)_z$ — наружное давление, действующее на трубы на глубине z (определяется согласно п. I разд. 7.2).

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

Способ снижения уровня. Уровень в скважине должен быть ниже на 40—50 м того уровня, при котором предполагается производить 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 колонны способом снижения уровня заменяют промывочную жидкость в колонне водой.

7.4. РАСЧЕТ НАТЯЖЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Силу натяжения колонны $Q_н$, 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:

$$Q_0 \leqslant Q_н \geqslant Q_0 + P_1 - P_2 + P_3;$$

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

$$Q_0 \leqslant Q_н \geqslant Q_0 + P_1 - P_2 + P_3 + M_2 - M_3;$$

в) условия работы неизвестны:

$$Q_н = Q_0,$$

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 разности 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 преобразования формулы принимают вид:

а) $Q_0 \leqslant Q_н \geqslant Q_0 + 240F_{ср}\,\Delta t - 47p_у d^2 + 0{,}235h\,(D^2\rho_р - d^2\rho_в^2)$;

б) $Q_0 \leqslant Q_н \geqslant Q_0 + 240F_{ср}\,\Delta t + 31p_у d^2 - 0{,}545h\,(D^2\rho_р - d^2\rho_в)$,

где $F_{ср}$ — средняя площадь сечения труб, см²; Δt — средняя температура нагрева труб в процессе испытания (эксплуатации), при охлаждении — знак минус; $p_у$ — давление на устье скважины в процессе испытания (эксплуатации), МПа; d, D — внутренний, наружный и средние диаметры труб в незацементированном интервале, см; h — длина незацементированной части колонны, м; $\rho_р$ — плотность бурового раствора, г/см³; $\rho_в$ — плотность флюида (газа) в колонне в процессе испытания (эксплуатации), г/см³ (для газовых скважин $\rho_в \approx 0{,}00084$ г/см³; $d^2\rho_в = 0$)

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

t_1, t_3 — температуры на устье скважины до эксплуатации (испытания) и в процессе эксплуатации, °С; t_2, t_4 — температуры колонны на глубине h до испытания (эксплуатации) и во время эксплуатации, °С.

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

$$\frac{P_{стр}}{h_{стр}} \geqslant Q_н + 240F_{ср}\,\Delta t_{охл} - 47p_{у.\,зам}d^2 + 0{,}235h\,(D^2\rho_р - d^2),$$

где $\Delta t_{охл}$ — абсолютная величина средней температуры охлаждения колонны при замене промывочной жидкости водой (определяется по методике ГрозНИ, формула Г. Г. Полякова); $p_{у.\,зам}$ — давление на устье скважины при замене промывочной жидкости водой, МПа.

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

$$\left.\begin{aligned} \frac{(P_{стр})_z}{n_{стр}} &\geqslant Q_н - Q_z; \\ \frac{(P_{стр})_z}{n_{стр}} &\geqslant Q_н - Q_z - 240F_{ср}\,\Delta t + 47p_у d^2 - 0{,}235h\,(D^2\rho_р - d^2\rho_в); \\ \frac{[\sigma_т]_z}{n} &\geqslant 2\,[p_у - 10^{-2}z\,(\rho_р - \rho_в)]\,\frac{D_z^2}{D_z^2 - d_z^2}, \end{aligned}\right\}$$

где $(P_{стр})_z$ — допустимая нагрузка на страгивание резьб, находящихся на глубине z, Н; $n_{стр}$ — коэффициент запаса прочности на растяжение (приведен в п. V разд. 7.2); Q_z — вес колонны труб от устья до глубины z, Н; $[\sigma_т]_z$ — предел текучести материала труб, находящихся на глубине z, МПа; 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 $n = 1{,}1$).

7.5. РАСЧЕТ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ ЦЕНТРАТОРАМИ

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

$$H = 0{,}128\,\frac{D^2\,[(z-h)\,\rho_ц + \rho_р h] - d^2\rho_р z}{D^2 - d^2}.$$

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

$$A = 125\,\frac{H^2 q_1\,(D_с - D)\cos^2\alpha_{ср}}{EJ\sin\alpha_{ср}},$$

$$C = 0{,}1\sqrt{\frac{10EJ}{Hq_1\cos\alpha_{ср}}},$$

где $D_с$ — диаметр скважины по кавернометрии, мм; q_1 — масса 1 см обсадных труб с учетом потери массы в промывочной жидкости, кг/см; $\alpha_{ср}$ — средний угол наклона ствола скважины в зенитной плоскости, градус.

Обозначения и размерности величин, входящих в формулы, указаны ранее в различных методиках. Задаваясь различными интервалами с шагом $0{,}25H$, рассчитывают коэффициенты A и C и по номограмме (рис. 7.4) определяют расстояние между центраторами в выбранном интервале. Так, задаваясь интервалами

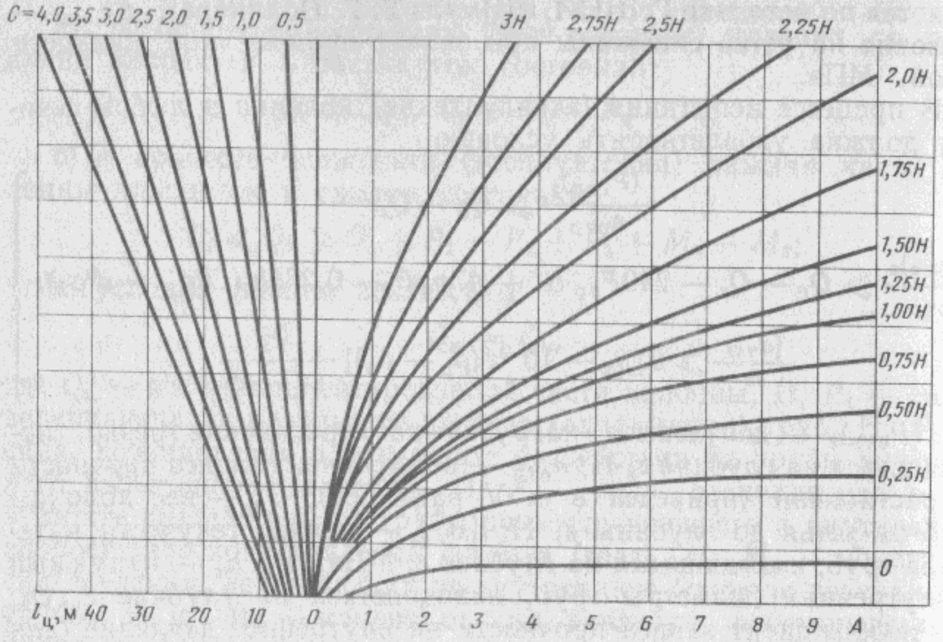


Рис. 7.4. Номограмма определения расстояния между центраторами

$0{,}25H$, $0{,}5H$, $0{,}75H$ и H, расстояния между центраторами определяют в интервалах их расстановки: (башмак колонны — $0{,}25H$), ($0{,}25H$—$0{,}5H$), ($0{,}5H$—$0{,}75H$), ($0{,}75H$—H) и т. д. Расстояние между центраторами может быть взято также по табл. 7.9.

Расстояние (м) между центраторами в пределах сжатого участка обсадной колонны приведены в табл. 7.9.

Таблица 7.9

Диаметр скважины, мм	Диаметр трубы, мм	Угол наклона скважины, градус									
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
320	245	23	19	17	16	15	15	14	14	13	13
295	219	22	18	16	15	14	14	13	13	13	12
269	219	19	16	15	14	13	12	12	12	11	11
216	168	18	15	14	13	12	12	11	11	11	10
216	146	17	15	13	12	12	11	11	10	10	10
216	140	17	14	13	12	11	11	11	10	10	10
190	146	15	13	12	11	10	10	10	9	9	9
190	140	15	13	11	11	10	10	9	9	9	9
161	127	13	11	10	9	9	9	8	8	8	8

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

7.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОХОДИМОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ СПУСКЕ

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

$$B + G_{кр} - T_н - T_у - T_к \geqslant 0,$$

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

$$B = 10 q_1 L \cos \alpha_{ср},$$

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

$$G_{кр} = 19{,}4 \sqrt[3]{10 E J q_1^2},$$

где E — модуль Юнга, для стали $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ 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.

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

где μ — коэффициент трения стали о породу ($\mu = 0{,}05 - 0{,}6$), при наличии смазывающих добавок в буровом растворе $\mu \leqslant 0{,}2$, при сухом трении — (в воздухе) $\mu \approx 0{,}6$:

$$T_у = \mu t L,$$

$$t = 768 \frac{E I f_{max}}{l^4};$$

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

где t — равномерно распределенная по длине участка колонны удельная сила контактного давления, Н/см; l — длина прямоли-

нейного участка колонны труб, вписывающегося в искривленную часть ствола скважины, в пределах которой проверяется проходимость, см; f_{max} — зазор между стенкой скважины и муфтой, см, $f_{max} = D_c - D_м$; D_c — диаметр скважины по кавернометрии на участке L; $D_м$ — диаметр муфты трубы; R — пространственный радиус кривизны ствола скважины на участке L, см,

$$R = 57{,}325L/\Delta\psi;$$

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

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

$\Delta\alpha$, $\Delta\theta$ — изменение угла наклона ствола скважины в зенитной и азимутальной плоскостях на участке L, градус.

$$T_к = \mu N + F,$$

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

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

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

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

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

7.7. ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

ОСТ 39-137—81, ТУ 36-2328—80

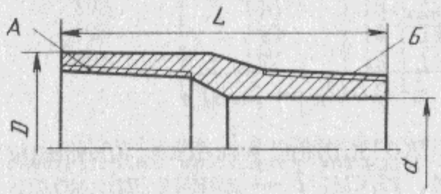


Рис. 7.5. Переводник для обсадных труб

Таблица 7.10

Шифр	Резьба		D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг
	А	Б				
ПО-426К×377К	426К	377К	451	402	460	78
ПО-426К×324К	426К	324К	451	351	460	72
ПО-377К×324К	377К	324К	402	351	460	65
ПО-324К×273К	324К	273К	351	298	460	54
ПО-324К×219К	324К	219К	351	243	460	50
ПО-273К×219К	273К	219К	298	243	460	42
ПО-273К×168К	273К	168К	298	188	460	38
ПО-219К×168К	219К	168К	243	188	430	32
ПО-219К×146К	219К	146К	243	166	430	28
ПО-168К×146К	168К	146К	188,7	124,7	275	13
ПО-168К×140К	168К	140К	188,7	118,7	283	14
ПО-146К×127К	146К	127К	166,0	108,6	254	10
ПО-146К×114К	146К	114К	166,0	97,1	272	11
ПО-140К×127К	140К	127К	153,7	108,6	240	8
ПО-140К×114К	140К	114К	153,7	97,1	258	8
ПО-127К×114К	127К	114К	141,3	97,1	232	7
ПО-168К×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-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	114К	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-245Т×245У	245Т	245У	269,9	212,7	314	29
ПО-219Т×219У	219Т	219У	244,5	190,7	302	24

Продолжение табл. 7.10

Шифр	Резьба		D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг
	А	Б				
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
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

Примечания. 1. Обозначение резьбы: К — короткая, треугольный профиль; У — удлиненная, треугольный профиль; Т — обсадных труб типа ОТТМ; Г — обсадных труб типа ОТТГ. 2. Переводники изготовляют из стали группы прочности Д, Е, Л.

ПЕРЕВОДНИКИ С ЗАМКОВОЙ РЕЗЬБЫ НА РЕЗЬБУ ОБСАДНЫХ ТРУБ

ОСТ 39-049—77

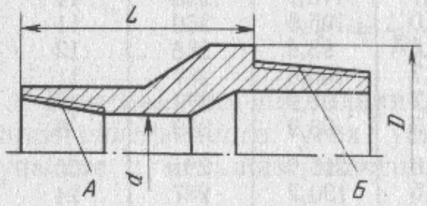


Рис. 7.6. Переводник с бурильных труб на обсадные

Таблица 7.11

Шифр	Резьба		D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг
	А	Б				
П-З-62/114	З-62	114К	133	36	366	17
П-З-76/114	З-76	114К	133	45	366	19
П-З-88/114	З-88	114К	133	58	366	18
П-З-88/127	З-88	127К	146	58	380	23
П-З-88/140	З-88	140К	159	58	390	26
П-З-88/146	З-88	146К	166	58	390	25
П-З-88/168	З-88	168К	188	58	406	31
П-З-147/168	З-147	168К	188	101	406	47
П-З-88/178	З-88	178К	198	58	413	35
П-З-88/194	З-88	194К	216	58	430	43
П-З-147/178	З-147	178К	198	101	415	50
П-З-147/194	З-147	194К	216	101	432	55

Продолжение табл. 7.11

Шифр	Резьба		D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг
	А	Б				
П-З-147/219	З-147	219К	245	101	452	63
П-З-147/245	З-147	245К	270	101	458	74
П-З-147/273	З-147	273К	299	101	471	79
П-З-147/299	З-147	299К	324	101	490	86
П-З-147/324	З-147	324К	351	101	520	91
П-З-147/340	З-147	340К	365	101	530	95
П-З-147/351	З-147	351К	376	101	540	95
П-З-147/377	З-147	377К	402	101	560	96
П-З-147/407	З-147	407К	432	101	580	105
П-З-147/426	З-147	426К	451	101	600	109
П-З-147/508	З-147	508К	533	101	660	135

БАШМАКИ КОЛОННЫЕ

ОСТ 39-011—74

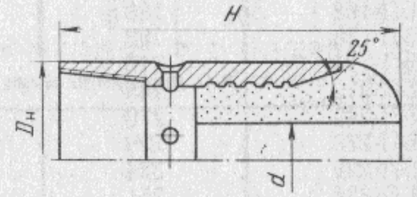


Рис. 7.7. Башмак колонный

Таблица 7.12

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

БАШМАКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

ОСТ 26-02-227—71

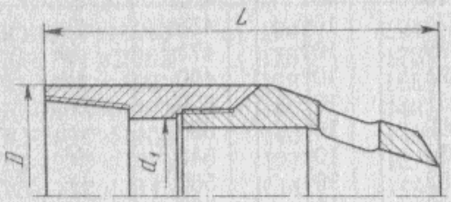


Рис. 7.8. Башмак для обсадных труб

Таблица 7.13

Тип	D, мм	L, мм	d_1, мм	Масса, кг
БП-114	133	500	103	22
БП-127	146	530	115	26
БП-140	159	560	128	31
БП-146	166	560	133	35
БП-168	188	625	156	42
БП-178	198	645	164	55
БП-194	216	655	180	69
БП-219	245	715	206	79
БП-245	270	785	231	90
БП-273	299	800	260	113
БП-299	324	805	285	143
БП-324	351	865	308	154
БП-340	365	880	326	156
БП-351	376	880	333	173
БП-377	402	960	359	196
БП-407	432	1050	390	220
БП-426	451	1085	407	259
БП-508	533	1085	494	278

КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ ДРОССЕЛЬНЫЕ

ТУ 39-01-08-281—77, ТУ 39-01-08-282—77

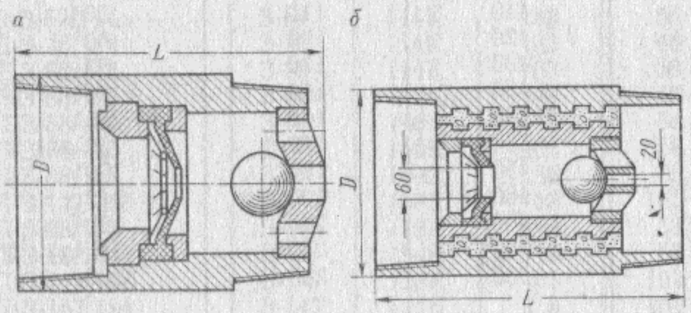


Рис. 7.9. Клапаны дроссельные

Таблица 7.14

Шифр	Диаметр колонны, мм	D, мм	L, мм	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Масса, кг
ЦКОД-1 (рис. 7.9, 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. 7.9, 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 промывки: $Q \leqslant 60$ л/с, $t \leqslant 30$ ч

СКРЕБКИ КОРОНЧАТЫЕ

ТУ 39/5-329—74

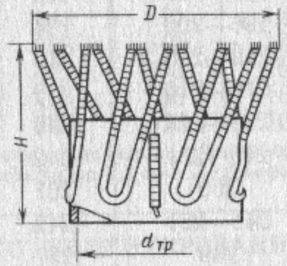


Рис. 7.10. Скребок корончатый

Таблица 7.15

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

ТУРБУЛИЗАТОРЫ

ТУ 39-01-08-284—77

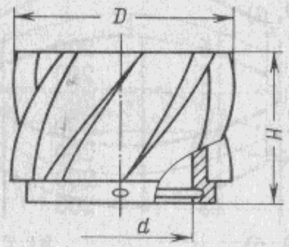


Рис. 7.11. Турбулизатор

Таблица 7.16

Шифр	Диаметр скважины	D, мм	d, мм	H, мм	Масса, кг
ЦТ 114/143-146	143—146	141	116	95	2
ЦТ 114/149-151	149—151	147	116	95	2
ЦТ 127/158-165	158—165	156	129	105	3
ЦТ 127/165-171	165—171	163	129	105	3
ЦТ 140/187-191	187—191	185	142	115	3
ЦТ 140/196-200	196—200	194	142	115	3
ЦТ 140/212-216	212—216	210	142	115	3
ЦТ 146/187-191	187—191	185	148	120	4
ЦТ 146/196-200	196—200	194	148	120	4
ЦТ 146/212-216	212—216	210	148	120	4
ЦТ 168/212-216	212—216	210	171	135	5
ЦТ 168/222-228	222—228	220	171	135	5
ЦТ 168/245-251	245—251	242	171	135	5
ЦТ 168/269	269	267	171	135	5
ЦТ 178/245-251	245—251	242	181	145	5
ЦТ 178/269	269	267	181	145	5
ЦТ 194/245-251	245—251	242	197	160	6
ЦТ 194/269	269	267	197	160	6
ЦТ 219/269	269	267	222	180	9
ЦТ 219/295	295	293	222	180	9
ЦТ 219/311-320	311—320	309	222	180	9
ЦТ 245/295	295	293	248	200	11
ЦТ 245/311-320	311—320	309	248	200	11
ЦТ 245/349	349	347	248	200	11
ЦТ 273/349	349	347	276	220	14
ЦТ 273/374-381	374—381	371	276	220	14

ЦЕНТРАТОРЫ ПРУЖИННЫЕ

ТУ 39-01-08-283—77

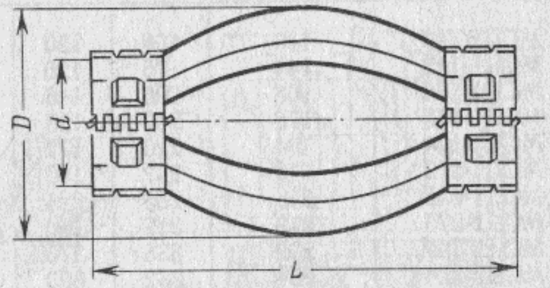


Рис. 7.12. Центратор пружинный

Таблица 7.17

Шифр	Диаметр скважины, мм	d, мм	D, мм	G, кН	Число пружин	Масса, кг
ЦЦ-114/146-165-1	146—165	116	210	5	4	9
ЦЦ-127/165-191-1	165—191	129	240	5	4	9
ЦЦ-140/191-216-1	191—216	142	264	8	6	10
ЦЦ-146/191-216-1	191—216	148	270	8	6	10
ЦЦ-146/222-251-1	222—251	148	300	8	6	11
ЦЦ-168/216-245-1	216—245	170	292	8	6	11
ЦЦ-168/251-270-1	251—270	170	320	8	6	12
ЦЦ-178/245-270-1	245—270	180	330	8	6	13
ЦЦ-194/245-270-1	245—270	196	320	8	6	15
ЦЦ-219/269-295-1	269—295	221	345	8	6	16
ЦЦ-245/295-320-1	295—320	247	370	10	8	17
ЦЦ-273/349-1	349	275	400	10	8	20
ЦЦ-299/349-381-1	349—381	301	430	10	8	25
ЦЦ-324/394-1	394	326	445	13	10	28
ЦЦ-340/394-445-1	394—445	342	510	13	10	30
ЦЦ-351/445-490-1	445—490	353	540	13	10	33
ЦЦ-377/490-1	490	379	566	16	12	35
ЦЦ-407/508-1	508	409	558	16	12	40
ЦЦ-426/508-1	508	428	580	16	12	42

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

МУФТЫ ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

ТУ 39-860—83, ТУ 39-961—83

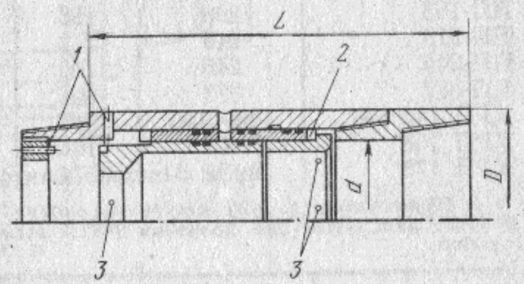


Рис. 7.13. Муфта для ступенчатого цементирования:

1, 3 — стопорные и срезные штифты соответственно; *2* — запорный стакан

Таблица 7.18

Шифр	Диаметр обсадных труб	D, мм	d, мм	L, мм	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. В комплект входят пробки: продавочная, падающая и запорная. 2. В знаменателе указана масса разбуриваемых деталей. 3. G — грузоподъемность муфты; Δp — допустимый перепад наружного и внутреннего давлений.

ПРОБКИ ПРОДАВОЧНЫЕ

ТУ 39-208—76, ТУ 39-1086—85

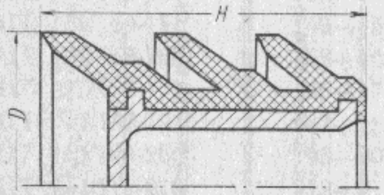


Рис. 7.14. Пробка продавочная

Таблица 7.19

Шифр	Диаметр, мм: обсадной колонны	пробки D	уплотняемый	Высота H, мм	Масса, кг
ПП-114×146	114—146	136	96—127	227	4
ПП-178×194	178—194	185	154—180	225	4
ПП-219×245	219—245	236	195—230	320	13
ПП-273×299	273—299	285	249—282	380	13
ПП-324×351	324—351	335	301—331	510	25
ПП-407×426	407—426	410	382—406	620	74
ПП-146	146	138	124—133	227	3
ПП-168	168	158	140—154	205	4
ПП-219	219	212	191—206	320	6
ПП-245	245	236	217—229	320	8
ПП-377	377	364	353—359	560	59
КРП 140-146	140—146	143	—	330 *	6
КРП 168	168	164	—	360 *	9
КРП 178	178	174	—	360 *	11

Примечания. 1. КРП состоит из нижней (с диафрагмой) и верхней глухой пробок. Разрыв диафрагмы при давлении 1—1,5 МПа. 2. Звездочкой обозначена высота одной пробки.

ПРОБКИ ПРОДАВОЧНЫЕ ДВУХСЕКЦИОННЫЕ

ТУ 39-207—76

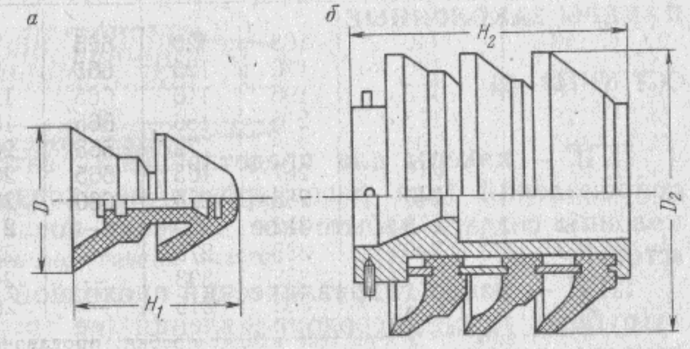


Рис. 7.15. Пробка продавочная двухсекционная:
а, б — верхняя и нижняя части

Таблица 7.20

Шифр	Верхняя часть: Диаметр бурильной трубы	D	H_1	Масса, кг	Нижняя часть: Диаметр обсадной трубы	Уплотняемый диаметр	D_2	H_2	Масса, кг
СП 114×146	114—140	134	230	2	114—146	96—128	136	284	4
СП 146×168					146—168	124—150	158	245	9
СП 178×194					178—194	154—180	185	260	10
СП 219×245	140—147	131	236	2	219—245	195—230	236	367	15
СП 273×299					273—299	249—282	285	400	23
СП 324×351					324—351	300—333	335	500	31
СП 377					377	354—359	364	634	73
СП 407×426					407—426	382—406	410	700	104

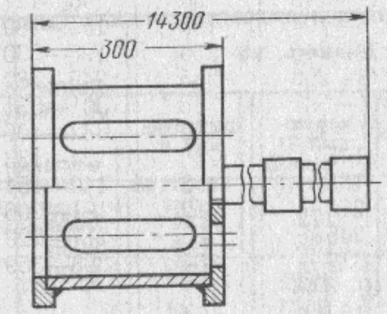


Рис. 7.16. Шаблоны для обсадных труб

Шаблоны для отечественных и импортных обсадных труб

Диаметр обсадных труб, мм	114,3—193,7	219,1—339,7	351—508
Разность между диаметром шаблона и внутренним диаметром обсадной трубы, мм	3	4	5

7.8. ПАКЕРЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАТРУБНЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ

ПАКЕРЫ ЗАКОЛОННЫЕ

ОСТ 39-149—82

ППГ — пакеры для предотвращения затрубных газонефтеводопроявлений (для распакеровки необходимо внутри обсадной колонны создать избыточное давление после получения сигнала «стоп»);

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

ПДМ — пакер для двухступенчатого и манжетного цементирования;

ПГБ — пакер для герметизации башмака обсадной колонны.

Пакеры заколонные для предотвращения затрубных проявлений (рис. 7.17) по ТУ 39-01-682—81, ТУ 39-928—84 приведены в табл. 7.21.

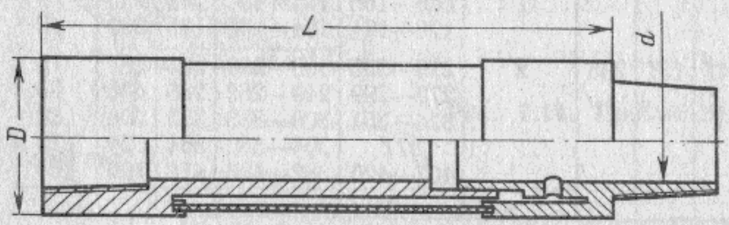


Рис. 7.17. Пакер заколонный для предотвращения затрубных проявлений

Таблица 7.21

Шифр	Диаметр, мм			Длина L, мм	Масса, кг	Допустимые давления, МПа	
	обсадной колонны	наружный D	внутренний d			внутреннее	смятия
ПГП-146	146	172	124	5035	290	20	30
ПГП-168	168	195	144	5035	340	20	25
ПДМ-146	146	176	130	3700	250	45	35

Примечание. Допустимая температура 100 °С, допустимая нагрузка растяжения 1000 кН.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ

ТУ 39-01-08-669—81

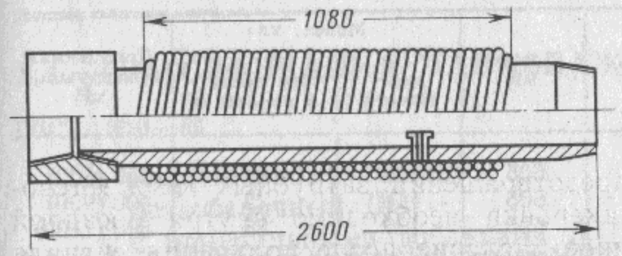


Рис. 7.18. Устройство для разобщения пластов

Таблица 7.22

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

Примечание. Забойная температура не более 100 °С.

7.9. ПАКЕРЫ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ

ПАКЕРЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ

ТУ 39-1012—86, ТУ 39-1014—85

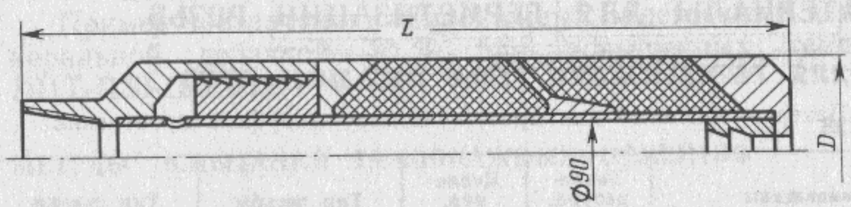


Рис. 7.19. Пакер разбуриваемый для исследования зон поглощения

Таблица 7.23

Шифр	Диаметр, мм			Длина L, мм	Масса, кг	Усилие распакеровки, кН
	наружный D	по плашкам в транспортном положении	внутренний			
ПРГМ-175	175	170	70	2230	143	150
ПГМ-175	175	170	68	1900	180	85
ПРГМ-195	195	190	70	2230	150	150
ПГМ-195	195	190	68	2000	220	120

Примечания. 1. Перепад давлений не более 15 МПа. 2. Гарантированный ресурс работы для ПРГМ — 25 ч, для ПГМ — 350 ч.

ПАКЕРЫ ВЗРЫВНЫЕ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

ТУ 41-12-1364—86

Таблица 7.24

Шифр	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг		Допустимая разгрузка, кН
			комплекта	остается в скважине	
ПВЦ 110-150 (200)	110	605	106	19	350 (800)
ПВЦ 118-150 (200)	118	605	115	22	400 (900)
ПВЦ 132-150 (200)	135	625	137	28	500 (1100)

Примечания. 1. Цифры 150 и 200 обозначают температуру применения, °С. 2. В скобках указаны величины, относящиеся к ПВЦ-200. 3. Допустимый перепад давления 29 (68) МПа.

ПАКЕРЫ ВЗРЫВНЫЕ ДЛЯ УСТАНОВКИ РАЗОБЩАЮЩИХ МОСТОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

ТУ 41-12-1334—86, ТУ 41-12-1256—85

Таблица 7.25

Шифр	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Допустимые	
				разгрузка, кН	перепад давления, МПа
ПВР-48-010	48	2850	20	147	34
ПВЭ-118	118	900	34	500	50
ПВЭ-135	135	900	48	500	50
ПВЭ-146	146	915	56	750	35
ПВЭ-182	185	1000	94	1000	35

7.10. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЬБ

СМАЗКИ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЬБ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Таблица 7.26

Тип скважины	Температура, °С	Давление, МПа	Тип резьбы	Тип смазки
Нефтяная *	100	$\leqslant$12,7	Треугольная	Р-2МВП
	120	$>$12,7	»	УС-1
	200	$\leqslant$12,7	»	Р-402
	200	$>$12,7	»	Лента ФУМ
Газовая, газоконденсатная, нефтегазовая	100	$\leqslant$12,7	ОТТГ, ТБО	Р-2МВП
	120	$>$12,7	Любой	УС-1
	200	$\leqslant$12,7	ОТТГ, ТБО	Р-402
	200	$\leqslant$20,0	Любой	Лента ФУМ

* Газовый фактор до 100.

Норма расхода ленты ФУМ и смазок (на одно соединение)

Диаметр трубы, мм	114	127	146	168	194	219	245	299	324
Расход ФУМ, г . .	10	11	12	15	16	19	21	—	—
Расход смазки, г . .	—	—	55	70	90	110	150	180	223

8. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

8.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

ГОСТ 1581—85

По вещественному составу:
- бездобавочный ДО;
- с минеральными добавками Д (добавка в %).

По плотности:
- легкие ($\rho < 1{,}4$ г/см³);
- облегченные ($\rho = 1{,}4 \div 1{,}65$ г/см³);
- нормальные ($\rho = 1{,}65 \div 1{,}95$ г/см³);
- утяжеленные ($\rho = 1{,}95—2{,}3$ г/см³);
- тяжелые ($\rho > 2{,}3$ г/см³).

По температуре применения:
- для низких температур ПЦТ-50 (<15 °С);
- » нормальных » ПЦТ-50 (15—50 °С);
- » умеренных » ПЦТ-100 (50—100 °С);
- » повышенных » ПЦТ-150 (100—150 °С);
- » высоких » — (150—250 °С);
- » сверхвысоких » — (>250 °С).

По объемным деформациям:
- безусадочные (расширение до 0,1 %);
- расширяющиеся (расширение более 0,1 %);
- цементы, к которым требования не предъявляют.

Пример обозначения: тампонажный облегченный цемент с минеральной добавкой 30 % для повышенных температур — ПЦТ-Д30-150 обл.

МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

ГОСТ 26798.0—85

Температура проведения анализа цемента указывается в НТД на каждый его вид. Выход на режим консистометра или автоклава — 2 °/мин, при температуре проведения анализа свыше 100 °С — предварительный прогрев до 75 °С. Растекаемость цементного теста должна быть 180—220 мм при водоцементном факторе для легких цементов — 1,3—1,5; облегченных — 0,6—1,3; нормальных — 0,4—0,6; утяжеленных — 0,3—0,4.

Допустимое напряжение на сжатие (МПа) определяется приложением нагрузки на балочку размерами $20 \times 20 \times 50$ мм между металлическими пластинами размерами $20 \times 25 \times 5$ мм:

$$\sigma_{сж} = 0{,}002P,$$

где P — нагрузка, приложенная к пластине, Н.

СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

ОСТ 39-014—80, ОСТ 39-017—80, ТУ 113-08-565—85, ТУ 39-995—86, ТУ 39-01-08-469—79, ТУ 39-01-08-296—77, ТУ 39-01-08-535—80

Таблица 8.1

Тип цемента	Плотность, г/см³	Температура, °С		Схватывание, ч		Прочность на изгиб, МПа
		применения	анализа	начало	конец	
ОЦГ	1,40—1,50	30—150	75	—	48	1,1
ОШЦ	1,45—1,55	120—250	150	2	8	1,5
ЦТН	1,70—1,80	—2—30	20	1,2	2,5	1,5
ПЦТ-50	1,70—1,80	20—50	22	2	10	2,7
ПЦТ-100	1,70—1,80	40—100	75	1,7	5	3,5
ШПЦС-120	1,70—1,80	80—160	90	2	8	2,5
ШПЦА-120	1,80	80—160	120	2	7	2,5
ШПЦС-200	1,70—1,80	120—250	160	3	8	4,5
ШПЦА-200	1,70—1,80	130—250	200	3	8	4,5
ЦТПН	1,84	20—350	22	2	7	1,5
УЦГ-1	2,06—2,15	20—100	75	1,7	5	2,0
УШЦ-1-120	2,06—2,15	80—160	90	2	8	2,5
ЦТУК-120-1	2,06—2,15	80—160	120	3,5	10	2,0
УШЦ-1-200	2,06—2,15	120—150	160	3	10	2,5
УЦГ-2	2,16—2,30	20—100	75	1,7	5	2,0
УШЦ-2-120	2,16—2,30	80—160	90	2	8	2,5
ЦТУК-120-2	2,16—2,30	80—160	120	3,5	10	2,0
УШЦ-2-200	2,16—2,30	120—150	160	3	10	2,5

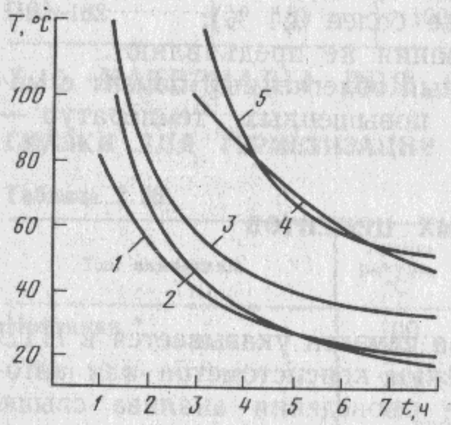


Рис. 8.1. Зависимость времени прокачиваемости цементного раствора от температуры анализа:

1 — цемент Здолбуновского завода; *2*, *4* — цемент ПЦТ-100 с замедлителями; *3* — цемент ШПЦС-120 без добавок; *5* — цемент ШПЦС-120 с замедлителем

ПАРАМЕТРЫ ЦЕМЕНТНО-ГЛИНИСТЫХ СМЕСЕЙ

Таблица 8.2

Глина месторождения	Соотношение цемент : глина	Водосмесевое отношение	Плотность, г/см³	Растекаемость смеси, см
Махарадзе	4 : 1	0,73	1,62	23
	3,5 : 1	0,75	1,58	23
	3 : 1	0,80	1,57	23

Продолжение табл. 8.2

Глина месторождения	Соотношение цемент : глина	Водосмесевое отношение	Плотность, г/см³	Растекаемость смеси, см
Махарадзе	2,5 : 1	0,90	1,52	23
	2 : 1	0,95	1,50	22
Иджеван	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
Асканская	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

Примечания. 1. Цемент ПЦТ-100 Новороссийского завода; вода питьевая, г. Симферополь. 2. Растекаемость может изменяться в зависимости от жесткости воды затворения.

8.2. МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.3

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ
Цементы	
Портландцемент тампонажный	ГОСТ 1581—85
Цемент глиноземистый	ГОСТ 969—77
Цемент гипсоглиноземистый	ГОСТ 11052—74
Цемент облегченный (ОЦГ)	ТУ 39-01-08-469—79
Облегченный шлаковый цемент (ОШЦ)	ТУ 39-08-296—77
Утяжеленный цемент (УЦГ)	ТУ 39-01-08-535—80
Цемент утяжеленный шлаковый (УШЦ)	ОСТ 39-014—80
Цемент шлакопесчаный (ШПЦС)	ОСТ 39-017—80
Цемент шлаковый армированный (ШПЦА)	ТУ 39-909—83
Цемент утяжеленный коррозионностойкий (ЦТУК)	ТУ 39-995—85
Цемент для циклических температур (ЦТПН)	ТУ 39-1057—85
Наполнители	
Глинопорошки	ТУ 39-01-08-658—81
Зола-унос ТЭС	ГОСТ 25818—83
Песок кварцевый	ГОСТ 22551—77
Мел природный обогащенный	ГОСТ 12085—88
Ускорители сроков схватывания	
Кальций хлористый	ГОСТ 450—77
Натрий хлористый	ТУ 113-13-5—83

Продолжение табл. 8.3

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ
Замедлители сроков схватывания	
Виноградная кислота синтетическая одноводная	ТУ 6-09-3939—84
Технический фурфурол	ГОСТ 10437—80
Конденсированная ССБ	ТУ 39-9-22—74
»	ТУ 39-094—75
»	ТУ 39-095—75
Феррохромлигносульфонат (ФХЛС)	ТУ 39-01-08-348—78
Гипан	ТУ 6-01-166—74
Декстрин	ГОСТ 6034—74
Натрия бихромат технический	ГОСТ 2651—78 Е
Калия бихромат технический	ГОСТ 2652—78 Е
Пеногасители	
Аэросил МАС-200	ТУ 39-888—83
Спирты синтетические жирные фракции C_7—C_9	ГОСТ 19652—74
Уплотнительные материалы	
Лента ФУМ	ТУ 6-05-1388—86
Состав уплотнительный УС-1	ТУ 38-101440—82
Смазки резьбовые Р-113, Р-402, Р-416	ТУ 38-101708—78 Е
Смазка резьбовая Р-2МВП	ТУ 38-101332—76

8.3. 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:

$$t_{пон} = t_{заб} BA,$$

температура восстановления после прекращения циркуляции:

$$t_{вос} = t_{заб} B\,(A + C),$$

где $t_{заб}$ — температура на забое скважины, определенная термометрией, °С; B — коэффициент повышения температуры, зависящий от геотермического 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.

Коэффициенты A, B, C выведены из условий бурения скважин на месторождениях Северного Кавказа, но дают погрешность при расчетах для других районов бурения СССР всего 1—2 °С.

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА *A*

Таблица 8.4

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

ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА *B*

Таблица 8.5

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

ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА *C*

Таблица 8.6

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

8.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

1. Требуемый объем цементного раствора

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

где H — проектная высота цементного моста, м; $S_{скв}$ — площадь поперечного сечения скважины, м²; $V_{тр}$ — внутренний объем заливочных труб, м³; c_1 — коэффициент потерь раствора на стенках труб; c_2, c_3 — коэффициенты потерь раствора при его смешении 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

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

на верхней границе

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

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

3. Необходимый объем продавочной жидкости

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

Высококачественная установка цементных мостов возможна только при скоростях восходящего потока в кольцевом пространстве менее 0,5 м/с или 1 м/с, а также при соответствующей разности СНС тампонажного и бурового растворов (рис. 8.2).

Значения коэффициента потерь для различных труб приведены в табл. 8.7.

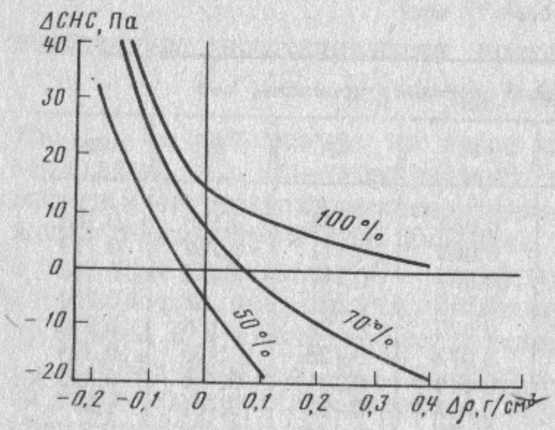


Рис. 8.2. Эффективность замещения промывочной жидкости цементным раствором (%) в зависимости от разности их плотностей и СНС

Таблица 8.7

Коэффициент	Бурильные трубы		НКТ	
	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	—

8.5. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

Объем буферной жидкости должен удовлетворять условию

$$V_{буф.\,min} \leqslant V_{буф} \leqslant V_{буф.\,max},$$

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

При использовании разделительных пробок на границах промывочная жидкость — буферная жидкость и буферная жидкость — тампонажный раствор

$$V_{буф.\,min} = 1{,}57 \cdot 10^{-4} h [D_c^2 - D_д^2 + 2\Delta (D_д + D_{тр})],$$

где h — длина цементируемого интервала, м; D_c — средний диаметр скважины по каверномеру в интервале цементирования, см; $D_д$ — номинальный диаметр долота, см; $D_{тр}$ — наружный диаметр обсадных труб, см; Δ — толщина глинистой корки, см (с достаточной точностью толщину корки можно принять равной 1,3—1,5 от величины, определенной на приборах ВМ-6 или ВГ-1 за 2 ч).

При отсутствии разделительных пробок

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

где $V_{тр}$ — внутренний объем труб, по которым закачивают буферную жидкость, м³; $V_{цем}$ — объем цементируемого интервала, м³; $V_{см}$ — объем смешения буферной жидкости с промывочной жидкостью и тампонажным раствором, м³,

$$V_{см} = 0{,}04 (V_{тр} + V_{цем});$$

$$V_{буф.\,max} = \frac{\rho_р L - 100 k p_{пл} (\cos\alpha)^{-1}}{\rho_р - \rho_б} S,$$

где $\rho_р$, $\rho_б$ — плотности соответственно промывочной жидкости и буферной жидкости, г/см³; k — коэффициент безопасности (по ЕТП); $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине L, МПа; α — средний угол наклона скважины в зенитной плоскости на участке цементирования, градус; S — средняя площадь сечения затрубного пространства в интервале цементирования, м².

8.6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

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

Подача (л/с) при закачке продавочной жидкости

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

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

Ожидаемое давление (МПа) на цементировочной головке

$$p_{цем} = p_{ст} + p_{тр} + p_{зат} \leqslant 0{,}667p_{у},$$

где $p_{ст}$ — разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце процесса цементирования; $p_{тр}$, $p_{зат}$ — гидравлические сопротивления в момент окончания прокачки продавочной жидкости соответственно в трубах и затрубном пространстве; $p_{у}$ — допускаемое давление на устье скважины при цементировании (обусловливается прочностью труб или оснастки цементировочной головки, манифольда и др.).

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

где L — глубина нахождения башмака обсадной колонны, м; b — высота цементного стакана в колонне, м; $\rho_{ц}$, $\rho_{в}$, $\rho_{р}$ — средняя плотность соответственно цементного раствора, продавочной жидкости и жидкости за колонной выше интервала цементирования, г/см^3; h — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора, м.

$$p_{тр} = 0{,}289\rho_{в}Q^2 l_i/d_{в} + \Delta p,$$

где l_i — длина колонны (или секции) обсадных труб, м; $d_{в}$ — средневзвешенный внутренний диаметр труб, см; Δp — потери давления в бурильных трубах, на которых спускают секции обсадных труб, МПа (величину Δp определяют по соответствующим таблицам).

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

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

Ожидаемое давление на забое

$$p_{раз} = p_{ст} + p_{зат} \leqslant 0{,}95p_{погл},$$

где $p_{погл}$ — давление, при котором начинается поглощение промывочной жидкости в пласт (определяется экспериментально, см. разд. 1).

8.7. ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

ПОДАЧА И ДАВЛЕНИЕ, РАЗВИВАЕМЫЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Таблица 8.8

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	1,4	40	—	—	1,7	32	2,3	24	—	—
	II	2,5	32	—	—	3,2	26	4,3	19	—	—
	III	4,8	16	—	—	6,0	14	8,1	10	—	—
	IV	8,6	9	—	—	10,7	8	14,5	6	—	—
3ЦА-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. Подача Q в л/с, давление p в МПа.

Таблица 8.9

Частота вращения вала электродвигателя, об/мин	Агрегат 11Т					Агрегат 4Р-700				
	Число двойных ходов поршней в 1 мин	100 мм		120 мм		Число двойных ходов поршней в 1 мин	100 мм		120 мм	
		Q	p	Q	p		Ь	p	Q	p
100	11,2	1,7	40	2,3	30	16,5	1,2	70	1,7	70
200	22,4	3,4	40	4,5	30	33,1	2,3	70	3,4	70
300	33,6	5,1	40	6,8	30	49,7	3,5	70	5,1	70
400	44,8	6,8	40	9,0	30	66,2	4,7	70	6,8	69
500	56,0	8,5	35	11,3	26	82,7	5,8	70	8,5	55
600	67,2	10,2	29	13,5	22	99,3	7,0	67	10,2	46
700	78,4	11,9	25	15,8	19	115,8	8,2	57	11,9	39
800	89,6	13,6	22	18,1	16	132,4	9,3	50	13,6	35
900	100,8	15,3	19	20,3	14	149,0	10,5	45	15,3	31
1000	112,0	17,0	17	22,6	13	165,5	11,7	40	17,0	28
1100	123,2	18,7	16	24,8	12	182,0	12,8	37	18,7	25
1200	134,4	20,4	15	27,1	11	198,6	14,0	33	20,3	23

Примечание. Подача Q в л/с, давление p — в МПа.

ПОДАЧА И РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО АГРЕГАТА «ПЕЙСМЕКЕР»

Таблица 8.10

Частота вращения коленчатого вала, об/мин	Диаметр втулок, мм					
	88,9	101,6	114,3	127,0	139,7	152,4
Подача агрегата (в л/с)						
450	13,5	17,5	22,3	27,5	33,3	39,6
400	12,0	15,6	19,8	24,4	29,6	35,2
350	10,5	13,6	17,3	21,4	25,9	30,8
300	9,0	11,7	14,8	18,3	22,2	26,4
250	7,5	9,7	12,4	15,3	18,5	22,0
200	6,0	7,8	9,9	12,2	14,8	17,6
150	4,5	5,8	7,4	9,1	11,1	13,2
100	3,0	3,9	4,9	6,1	7,4	8,8
50	1,5	1,9	2,5	3,0	3,7	4,4
25	0,7	0,9	1,2	1,5	1,8	2,2
Рабочее давление (в МПа)						
25—450	105	87	70	65	50	42

ГОЛОВКИ КОЛОННЫЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ

ТУ 39-1021—85

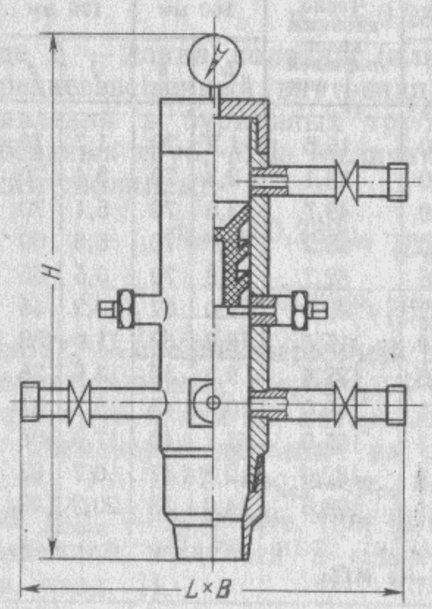


Рис. 8.3. Головка колонная цементировочная

Таблица 8.11

Шифр	Диаметр обсадной колонны, мм	Рабочее давление p, МПа	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
ГУЦ 140-168×400	140, 146, 168	40	1148	1148	875	225
ГУЦ 178-194×320	178, 194	32	1190	1190	935	290
ГУЦ 219-245×320	219, 245	32	1225	1225	970	333
ГУЦ 273-299×250	273, 299	25	1270	1270	1060	364
ГУЦ 324-340×100	324, 340	10	1320	1320	1100	396
ГУЦ 377×64	377	6,4	528	480	685	145
ГУЦ 426×50	426	5	580	480	685	161

Примечания. 1. Условный диаметр подсоединяемых линий 50 мм. 2. Запорные устройства — краны пробковые.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ КОНТРОЛИРУЕМОЙ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

ТУ 39-1023—85

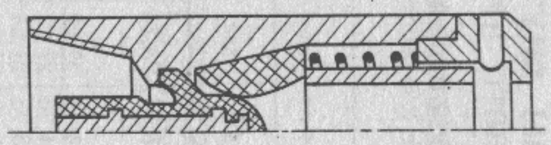


Рис. 8.4. Устройство для контролируемой установки цементного моста

Спускается на бурильных трубах диаметром 114—140 мм. Шифр УКЗЦ-155, наружный и внутренний диаметры — 155 и 70 мм, длина — 810 мм, масса — 50 кг, тип резьбы — З-121, давление выхода первой пробки — 4,5 МПа.

8.8. ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА ТРУБ, МЕЖКОЛОННОГО И ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВ

ОБЪЕМ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНА — ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Таблица 8.12

Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм																					
	600	575	550	525	500	475	450	425	400	375	350	325	300	275	250	225	200	175				
—	28,27	25,97	23,76	21,65	19,64	17,72	15,90	14,19	12,57	11,04	9,62	8,30	7,07	5,94	4,91	3,98	3,14	2,40				
114	—	—	—	—	—	—	—	—	11,55	10,02	8,60	7,28	6,05	4,92	3,89	2,96	2,12	1,38				
127	—	—	—	—	—	—	—	—	11,30	9,77	8,35	7,03	5,80	4,67	3,64	2,71	1,87	1,13				
140	26,73	24,43	22,22	20,11	18,10	16,18	14,36	12,65	11,03	9,50	8,08	6,76	5,53	4,40	3,37	2,44	1,60	0,86				
146	26,60	24,30	22,09	19,98	17,97	16,05	14,23	12,52	10,90	9,37	7,95	6,63	5,40	4,27	3,24	2,31	1,47	—				
168	26,05	23,75	21,54	19,43	17,42	15,50	13,68	11,97	10,35	8,82	7,40	6,08	4,85	3,72	2,69	1,76	0,92	—				
178	25,78	23,48	21,27	19,16	17,15	15,23	13,41	11,70	10,08	8,55	7,13	5,81	4,58	3,45	2,42	1,49	—	—				
194	25,31	23,01	20,80	18,69	16,68	14,76	12,94	11,23	9,61	8,08	6,66	5,34	4,11	2,98	1,95	1,02	—	—				
219	24,50	22,20	19,99	17,88	15,87	13,95	12,13	10,42	8,80	7,27	5,85	4,53	3,30	2,17	1,14	—	—	—				
245	23,56	21,26	19,05	16,94	14,93	13,01	11,19	9,48	7,86	6,33	4,91	3,59	2,36	1,23	—	—	—	—				
273	22,42	20,12	17,91	15,80	13,79	11,87	10,05	8,34	6,72	5,19	3,77	2,45	1,22	—	—	—	—	—				
299	21,25	18,95	16,74	14,63	12,62	10,70	8,88	7,17	5,55	4,02	2,60	1,28	—	—	—	—	—	—				
324	20,02	17,72	15,51	13,40	11,39	9,47	7,65	5,94	4,22	2,79	1,37	—	—	—	—	—	—	—				
340	19,19	16,89	14,68	12,57	10,56	8,64	6,82	5,11	3,39	1,96	—	—	—	—	—	—	—	—				
351	18,59	16,29	14,08	11,97	9,96	8,04	6,22	4,51	2,79	1,36	—	—	—	—	—	—	—	—				
377	17,11	14,81	12,60	10,49	8,46	6,56	4,74	3,03	1,31	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
407	15,26	12,96	10,75	8,64	6,63	4,71	2,89	1,18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
426	14,02	11,72	9,51	7,40	5,39	3,47	1,65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
508	6,00	5,70	3,49	1,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				

Примечание. Здесь и далее в разд. 8.8 объемы приведены в м³/100 м.

ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА ОБСАДНЫХ ТРУБ

Таблица 8.13

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
114,3	5,2	0,84	0,17
	5,7	0,83	0,20
	6,4	0,81	0,22
	7,4	0,77	0,26
	8,6	0,74	0,29
	10,2	0,69	0,34
127,0	5,6	1,05	0,22
	6,4	1,02	0,25
	7,5	0,98	0,29
	9,2	0,92	0,35
	10,7	0,87	0,40
	12,4	0,82	0,45
139,7	5,8	1,29	0,25
	6,2	1,27	0,27
	7,0	1,24	0,30
	7,7	1,21	0,33
	9,2	1,15	0,39
	10,5	1,10	0,44
	12,1	1,05	0,49
146,1	5,8	1,42	0,26
	6,5	1,39	0,29
	7,0	1,37	0,31
	7,7	1,34	0,34
	8,5	1,31	0,37
	9,5	1,27	0,41
	10,7	1,22	0,46
168,3	6,2	1,91	0,32
	7,3	1,85	0,38
	8,1	1,82	0,41
	8,9	1,78	0,45
	9,8	1,74	0,49
	10,6	1,70	0,53
	12,1	1,63	0,60
	13,1	1,58	0,65
177,8	5,9	2,16	0,33
	6,9	2,11	0,38
	7,6	2,07	0,42
	8,4	2,03	0,46
	9,2	1,99	0,50
	10,4	1,93	0,56
	11,5	1,88	0,61
	12,1	1,85	0,64
	12,7	1,82	0,67
	13,7	1,77	0,72
	15,0	1,71	0,78
	15,9	1,67	0,82

Продолжение табл. 8.13

Диаметр труб, мм	Толщина, стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
177,8	16,3	1,66	0,83
	17,5	1,60	0,89
	18,5	1,55	0,94
	19,1	1,53	0,96
	20,6	1,46	1,03
	22,2	1,39	1,10
193,7	6,4	2,57	0,39
	7,6	2,50	0,46
	8,3	2,46	0,50
	9,5	2,39	0,57
	10,9	2,32	0,64
	11,7	2,28	0,68
	12,7	2,22	0,74
	15,1	2,10	0,86
219,1	6,7	3,32	0,47
	7,7	3,26	0,53
	8,9	3,18	0,61
	10,2	3,10	0,69
	10,8	3,06	0,73
	11,4	3,02	0,77
	12,4	2,96	0,83
	12,7	2,94	0,85
	13,8	2,88	0,91
	14,2	2,85	0,94
244,5	7,1	4,16	0,55
	7,9	4,10	0,61
	8,9	4,03	0,68
	9,4	4,00	0,71
	10,0	3,96	0,75
	11,1	3,88	0,83
	12,0	3,82	0,89
	13,8	3,69	1,02
	15,1	3,60	1,11
	15,9	3,55	1,16
	19,1	3,34	1,37
273,1	7,1	5,26	0,61
	7,8	5,20	0,67
	8,9	5,11	0,76
	10,2	5,01	0,86
	11,4	4,92	0,95
	12,6	4,82	1,05
	13,8	4,73	1,14
	15,1	4,63	1,24
	16,5	4,52	1,35
	17,1	4,48	1,39
	17,8	4,43	1,44
	18,6	4,36	1,51
	19,1	4,34	1,53
	20,2	4,25	1,62

Продолжение табл. 8.13

Диаметр труб, мм	Толщина, стенки, мм	Объем	
		внутреннего пространства	металла труб
298,5	7,6	6,30	0,72
	8,5	6,22	0,80
	9,5	6,13	0,89
	11,1	5,99	1,03
	12,4	5,88	1,14
	13,6	5,78	1,24
	14,8	5,67	1,36
323,9	7,9	7,45	0,79
	8,5	7,39	0,85
	9,5	7,30	0,94
	9,9	7,26	0,98
	11,0	7,15	1,09
	12,4	7,02	1,22
	14,0	6,87	1,37
339,7	8,4	8,18	0,90
	9,7	8,05	1,03
	10,9	7,93	1,15
	12,2	7,80	1,28
	13,1	7,71	1,37
	14,0	7,62	1,46
	14,7	7,55	1,53
	15,4	7,49	1,59
	15,9	7,45	1,63
	17,1	7,33	1,75
	18,3	7,22	1,86
351,0	9,0	8,70	0,97
	10,0	8,60	1,07
	11,0	8,50	1,17
	12,0	8,39	1,28
377,0	9,0	10,12	1,04
	10,0	9,98	1,18
	11,0	9,89	1,27
	12,0	9,79	1,38
406,4	9,5	11,78	1,22
	11,1	11,59	1,41
	12,6	11,41	1,59
	16,7	10,92	2,08
426,0	10,0	12,94	1,31
	11,0	12,81	1,44
	12,0	12,68	1,57
473,1	11,1	15,96	1,66
508,0	11,1	18,52	1,82
	12,7	18,28	2,02
	16,1	17,77	2,53
762,0	25,4	39,70	6,05

Примечание. Толщина зарубежных обсадных труб приведена с округлением до 0,1 мм.

ОБЪЕМ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

Таблица 8.14

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		114	127	140	146	168	178	194	219
168,3	6,2	0,88	0,64	—	—	—	—	—	—
	7,3	0,82	0,58	—	—	—	—	—	—
	8,1	0,79	0,54	—	—	—	—	—	—
	8,9	0,75	0,50	—	—	—	—	—	—
	9,8	0,71	0,46	—	—	—	—	—	—
	10,6	0,67	0,42	—	—	—	—	—	—
	12,1	0,60	0,36	—	—	—	—	—	—
	13,1	0,55	0,31	—	—	—	—	—	—
177,8	5,9	1,13	0,89	0,62	—	—	—	—	—
	6,9	1,08	0,84	0,57	—	—	—	—	—
	7,6	1,04	0,80	0,53	—	—	—	—	—
	8,4	1,00	0,76	0,49	—	—	—	—	—
	9,2	0,96	0,72	0,45	—	—	—	—	—
	10,4	0,90	0,66	0,39	—	—	—	—	—
	11,5	0,85	0,61	0,34	—	—	—	—	—
	12,1	0,82	0,58	0,31	—	—	—	—	—
	12,7	0,79	0,55	—	—	—	—	—	—
	13,7	0,74	0,50	—	—	—	—	—	—
	15,0	0,68	0,44	—	—	—	—	—	—
	15,9	0,64	0,40	—	—	—	—	—	—
	16,3	0,63	0,39	—	—	—	—	—	—
	17,5	0,57	0,33	—	—	—	—	—	—
	18,5	0,52	—	—	—	—	—	—	—
193,7	6,4	1,54	1,30	1,03	0,89	—	—	—	—
	7,6	1,47	1,23	0,96	0,82	—	—	—	—
	8,3	1,43	1,19	0,92	0,78	—	—	—	—
	9,5	1,36	1,11	0,84	0,70	—	—	—	—
	10,9	1,29	1,04	0,77	0,63	—	—	—	—
	11,7	1,25	1,00	0,73	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	—	—
	8,9	2,15	1,91	1,64	1,50	0,95	0,69	—	—
	10,2	2,07	1,83	1,56	1,42	0,87	0,61	—	—
	10,8	2,03	1,79	1,52	1,38	0,83	0,57	—	—
	11,4	1,99	1,75	1,48	1,34	0,79	0,53	—	—
	12,4	1,93	1,69	1,42	1,28	0,73	0,47	—	—
	12,7	1,91	1,67	1,40	1,26	0,71	—	—	—
	13,8	1,85	1,61	1,34	1,20	0,65	—	—	—
	14,2	1,82	1,58	1,31	1,17	0,62	—	—	—
244,5	7,1	—	2,89	2,62	2,48	1,93	1,67	1,21	—
	7,9	—	2,83	2,56	2,42	1,87	1,61	1,15	—
	8,9	—	2,76	2,49	2,35	1,80	1,54	1,08	—
	9,4	—	2,73	2,46	2,32	1,77	1,51	1,05	—

Продолжение табл. 8.14

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		114	127	140	146	168	178	194	219
244,5	10,0	—	2,69	2,42	2,28	1,73	1,47	1,01	—
	11,1	—	2,61	2,34	2,20	1,65	1,39	0,93	—
	12,0	—	2,55	2,28	2,14	1,59	1,33	0,87	—
	13,8	—	2,42	2,15	2,01	1,46	1,20	0,74	—
	15,1	—	2,33	2,06	1,92	1,37	1,11	—	—
	15,9	—	2,28	2,01	1,87	1,32	1,06	—	—
	19,1	—	2,07	1,80	1,66	1,11	0,85	—	—
273,1	7,1	—	—	3,72	3,58	3,04	2,77	2,30	1,47
	7,8	—	—	3,66	3,52	2,98	2,71	2,24	1,41
	8,9	—	—	3,57	3,43	2,89	2,62	2,15	1,32
	10,2	—	—	3,47	3,33	2,79	2,52	2,05	1,22
	11,4	—	—	3,38	3,24	2,70	2,43	1,96	1,13
	12,6	—	—	3,28	3,14	2,60	2,33	1,86	1,03
	13,8	—	—	3,19	3,05	2,51	2,24	1,77	0,94
	15,1	—	—	3,09	2,95	2,41	2,14	1,67	—
	16,5	—	—	2,98	2,84	2,30	2,03	1,56	—
	17,1	—	—	2,94	2,80	2,26	1,99	1,52	—
	17,8	—	—	2,89	2,75	2,21	1,94	1,47	—
	18,6	—	—	2,82	2,68	2,14	1,87	1,40	—
	19,1	—	—	2,80	2,66	2,12	1,85	1,38	—
	20,2	—	—	2,71	2,57	2,03	1,76	1,29	—
298,5	7,6	—	—	—	4,62	4,07	3,81	3,34	2,51
	8,5	—	—	—	4,54	4,00	3,73	3,26	2,43
	9,5	—	—	—	4,45	3,90	3,64	3,17	2,34
	11,1	—	—	—	4,31	3,76	3,50	3,04	2,20
	12,4	—	—	—	4,20	3,65	3,39	2,93	2,09
	13,6	—	—	—	4,10	3,55	3,29	2,83	1,99
	14,8	—	—	—	3,99	3,44	3,18	2,72	1,88
323,9	7,9	—	—	—	—	5,22	4,96	4,49	3,66
	8,5	—	—	—	—	5,16	4,90	4,43	3,60
	9,5	—	—	—	—	5,07	4,81	4,34	3,51
	9,9	—	—	—	—	5,03	4,77	4,30	3,47
	11,0	—	—	—	—	4,92	4,66	4,19	3,36
	12,4	—	—	—	—	4,79	4,53	4,06	3,23
	14,0	—	—	—	—	4,64	4,38	3,91	3,08
339,7	8,4	—	—	—	—	5,95	5,69	5,22	4,39
	9,7	—	—	—	—	5,82	5,56	5,09	4,26
	10,9	—	—	—	—	5,70	5,44	4,97	4,14
	12,2	—	—	—	—	5,57	5,31	4,84	4,01
	13,1	—	—	—	—	5,48	5,22	4,75	3,92
	14,0	—	—	—	—	5,39	5,13	4,66	3,83
	14,7	—	—	—	—	5,32	5,06	4,59	3,76
	15,4	—	—	—	—	5,26	5,00	4,53	3,70
	15,9	—	—	—	—	5,22	4,96	4,49	3,66
	17,1	—	—	—	—	5,10	4,84	4,37	3,54
	18,3	—	—	—	—	4,99	4,73	4,26	3,43

Таблица 8.15

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутрирасположенных обсадных труб, мм							
		245	273	299	324	340	351	377	406
323,9	7,9	2,74	1,58	—	—	—	—	—	—
	8,5	2,68	1,52	—	—	—	—	—	—
	9,5	2,59	1,43	—	—	—	—	—	—
	9,9	2,55	1,39	—	—	—	—	—	—
	11,0	2,44	1,28	—	—	—	—	—	—
	12,4	2,31	1,15	—	—	—	—	—	—
	14,0	2,16	1,00	—	—	—	—	—	—
339,7	8,4	3,47	2,31	1,16	—	—	—	—	—
	9,7	3,34	2,18	1,03	—	—	—	—	—
	10,9	3,22	2,06	0,91	—	—	—	—	—
	12,2	3,09	1,93	0,78	—	—	—	—	—
	13,1	3,00	1,84	—	—	—	—	—	—
	14,0	2,91	1,75	—	—	—	—	—	—
	14,7	2,84	1,68	—	—	—	—	—	—
	15,4	2,78	1,62	—	—	—	—	—	—
	15,9	2,74	1,58	—	—	—	—	—	—
	17,1	2,62	1,46	—	—	—	—	—	—
	18,3	2,51	1,35	—	—	—	—	—	—
351,0	9,0	4,00	2,83	1,68	—	—	—	—	—
	10,0	3,90	2,73	1,58	—	—	—	—	—
	11,0	3,80	2,63	1,48	—	—	—	—	—
	12,0	3,70	2,52	1,37	—	—	—	—	—
377,0	9,0	5,41	4,25	3,10	1,88	—	—	—	—
	10,0	5,27	4,11	2,96	1,74	—	—	—	—
	11,0	5,18	4,02	2,87	1,65	—	—	—	—
	12,0	5,07	3,91	2,76	1,54	—	—	—	—
406,4	9,5	7,07	5,91	4,76	3,54	2,70	2,11	—	—
	11,1	6,88	5,72	4,57	3,35	2,51	1,92	—	—
	12,6	6,70	5,54	4,39	3,17	2,33	1,73	—	—
	16,7	6,21	5,05	3,90	2,68	1,84	—	—	—
426,0	10,0	8,23	7,07	5,92	4,70	3,86	3,27	—	—
	11,0	8,10	6,94	5,79	4,57	3,73	3,14	—	—
	12,0	7,97	6,81	5,66	4,44	3,60	3,01	—	—
473,1	11,1	—	10,09	8,94	7,72	6,89	6,29	4,80	2,96
508,0	11,1	—	—	—	10,28	9,44	8,95	7,36	5,52
	12,7	—	—	—	10,04	9,20	8,71	7,12	5,28
	16,1	—	—	—	9,53	8,69	8,20	6,61	4,77

ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Таблица 8.16

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем		Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутренний	металла			внутренний	металла
Отечественные, высадка внутрь				127,0	6,0	1,003	0,271
					7,0	0,968	0,306
42	5,0	0,077	0,060		9,0	0,934	0,340
50	5,5	0,120	0,081		10,0	0,900	0,374
60,3	7,0	0,162	0,131	Алюминиевые			
	9,0	0,135	0,159				
63,5	6,0	0,198	0,113	108,0	9,0	0,588	0,337
73,0	7,0	0,269	0,165	114,3	10,0	0,685	0,354
	9,0	0,234	0,200				
	11,0	0,202	0,232	129,0	9,0	0,995	0,382
88,9	7,0	0,433	0,205		11,0	0,888	0,446
	9,0	0,388	0,250	147,0	9,0	1,290	0,445
	11,0	0,346	0,293		11,0	1,213	0,521
					13,0	1,140	0,600
101,6	7,0	0,590	0,250		15,0	1,040	0,700
	8,0	0,564	0,278		17,0	0,970	0,770
	9,0	0,538	0,302				
	10,0	0,512	0,327	170,0	11,0	1,700	0,630
					13,0	1,620	0,710
114,3	7,0	0,777	0,278				
	8,0	0,746	0,310	Зарубежные, высадка внутрь и наружу			
	9,0	0,716	0,340				
114,3	10,0	0,686	0,370	60,3	4,8	0,200	0,100
	11,0	0,658	0,400		7,1	0,168	0,120
127,0	7,0	0,988	0,306				
	8,0	0,953	0,341	73,0	5,5	0,296	0,110
	9,0	0,920	0,376		9,2	0,236	0,185
	10,0	0,886	0,409				
				88,9	6,5	0,454	0,167
139,7	8,0	1,182	0,395		9,4	0,390	0,234
	9,0	1,144	0,432		11,4	0,346	0,278
	10,0	1,107	0,472				
	11,0	1,070	0,506	101,6	6,7	0,612	0,199
					8,4	0,564	0,246
Отечественные, с приваренными замками, типа ТБПВ					10,9	0,532	0,280
				114,3	6,9	0,794	0,232
					8,6	0,740	0,284
50,0	5,5	0,119	0,080		10,9	0,670	0,354
60,3	5,0	0,199	0,100	127,0	7,5	0,985	0,282
114,3	6,0	0,791	0,260		9,2	0,927	0,340
	7,0	0,759	0,290		12,7	0,811	0,456
	9,0	0,729	0,320	139,7	9,2	1,155	0,376
	10,0	0,699	0,350		10,5	1,105	0,428

ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА НКТ

Таблица 8.17

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем		Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Объем	
		внутренний	металла			внутренний	металла
26,7	2,87	0,034	0,022	73,0	7,82	0,259	0,162
	3,00	0,034	0,024		9,19	0,234	0,187
					10,28	0,216	0,205
33,4	3,38	0,056	0,033				
	3,50	0,055	0,034	88,9	5,49	0,477	0,149
					6,45	0,454	0,173
42,2	3,18	0,101	0,040		7,34	0,433	0,193
	3,50	0,097	0,043		8,00	0,417	0,210
	3,56	0,097	0,044		9,52	0,383	0,243
48,3	3,12	0,138	0,045		10,50	0,360	0,266
	3,68	0,131	0,052		11,43	0,343	0,283
	4,00	0,127	0,057		12,40	0,329	0,297
60,3	4,24	0,211	0,077	101,6	5,74	0,638	0,178
	4,83	0,202	0,086		6,50	0,616	0,201
	5,00	0,199	0,089		6,65	0,612	0,204
	5,54	0,191	0,097		8,38	0,565	0,251
	6,45	0,177	0,111		9,65	0,531	0,285
	7,12	0,167	0,121		10,92	0,499	0,317
	8,53	0,147	0,141				
				114,3	6,88	0,794	0,241
73,0	5,51	0,302	0,119		7,00	0,790	0,245
	7,01	0,273	0,148				

ОБЪЕМ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

Таблица 8.18

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		147	140	129	127	114	102
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
	12,0	10,97	11,11	11,36	11,39	11,64	11,85
406,4	9,5	10,07	10,21	10,46	10,49	10,73	10,95
	11,1	9,89	10,03	10,28	10,31	10,55	10,77
	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

Продолжение табл. 8.18

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		147	140	129	127	114	102
351,0	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
	9,7	6,34	6,48	6,73	6,76	7,00	7,22
	10,9	6,21	6,35	6,60	6,63	6,87	7,09
	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
	17,1	5,62	5,76	6,01	6,04	6,28	6,50
	18,3	5,51	5,65	5,90	5,93	6,17	6,39
323,9	7,9	5,70	5,84	6,09	6,12	6,36	6,58
	8,5	5,68	5,82	6,07	6,10	6,34	6,56
	9,5	5,59	5,73	5,98	6,01	6,25	6,47
	9,9	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
	12,4	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
298,5	7,6	4,59	4,73	4,98	5,01	5,25	5,47
	8,5	4,51	4,65	4,90	4,93	5,17	5,39
	9,5	4,42	4,56	4,81	4,84	5,08	5,30
	11,1	4,28	4,42	4,67	4,70	4,94	5,16
	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	7,1	3,55	3,69	3,94	3,97	4,21	4,43
	7,8	3,49	3,63	3,88	3,91	4,15	4,37
	8,9	3,40	3,54	3,79	3,82	4,06	4,28
	10,2	3,30	3,44	3,69	3,72	3,96	4,18
	11,4	3,21	3,35	3,60	3,63	3,87	4,09
	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
	17,1	2,77	2,91	3,16	3,19	3,43	3,65
	17,8	2,72	2,86	3,11	3,14	3,38	3,60
	18,6	2,65	2,79	3,04	3,07	3,31	3,53
	19,1	2,63	2,77	3,02	3,05	3,29	3,51
	20,2	2,54	2,68	2,93	2,96	3,20	3,42
244,5	7,1	2,44	2,58	2,83	2,85	3,10	3,32
	7,9	2,38	2,52	2,77	2,80	3,04	3,26
	8,9	2,31	2,45	2,70	2,73	2,97	3,19
	9,4	2,28	2,42	2,67	2,70	2,94	3,16
	10,0	2,24	2,38	2,63	2,66	2,90	3,12
	11,1	2,16	2,30	2,55	2,58	2,82	3,04
	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
	19,1	1,63	1,77	2,02	2,05	2,29	2,51

Таблица 8.19

Диаметр обсадных труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		127,0	114,3	101,6	88,9	73,0	60,3
193,7	7,0	1,24	1,48	1,70	1,88	2,09	2,23
	7,6	1,21	1,45	1,67	1,85	2,06	2,20
	8,3	1,17	1,41	1,63	1,81	2,02	2,16
	9,5	1,10	1,34	1,56	1,74	1,95	2,09
	10,9	1,03	1,27	1,49	1,67	1,88	2,02
	11,7	0,99	1,23	1,45	1,63	1,84	1,98
	12,7	0,93	1,17	1,39	1,57	1,78	1,92
	15,1	—	1,05	1,27	1,45	1,66	1,80
177,8	5,9	—	1,11	1,33	1,51	1,72	1,86
	6,9	—	1,06	1,28	1,46	1,67	1,81
	7,6	—	1,02	1,24	1,42	1,63	1,77
	8,4	—	0,98	1,20	1,38	1,59	1,73
	9,2	—	0,94	1,16	1,34	1,55	1,69
	10,4	—	0,88	1,10	1,28	1,49	1,63
	11,5	—	0,83	1,05	1,23	1,44	1,58
	12,1	—	0,80	1,02	1,20	1,41	1,55
	12,7	—	0,77	0,99	1,17	1,38	1,52
	13,7	—	0,72	0,94	1,12	1,33	1,47
	15,0	—	0,40	0,88	1,06	1,27	1,41
	15,9	—	—	0,84	1,02	1,23	1,37
	16,3	—	—	0,83	1,01	1,22	1,36
	17,5	—	—	0,77	0,95	1,16	1,30
	18,5	—	—	0,72	0,90	1,11	1,25
	19,1	—	—	—	0,88	1,09	1,23
	20,6	—	—	—	0,81	1,02	1,16
	22,2	—	—	—	0,74	0,95	1,09
168,3	6,2	—	—	—	1,25	1,46	1,60
	7,3	—	—	—	1,20	1,41	1,55
	8,1	—	—	—	1,16	1,37	1,51
	8,9	—	—	—	1,12	1,33	1,47
	9,8	—	—	—	1,08	1,29	1,43
	10,6	—	—	—	1,05	1,26	1,40
	12,1	—	—	—	0,98	1,19	1,33
	13,1	—	—	—	0,93	1,14	1,28
146,0	5,8	—	—	—	—	0,98	1,12
	6,5	—	—	—	—	0,95	1,09
	7,0	—	—	—	—	0,93	1,07
	7,7	—	—	—	—	0,90	1,04
	8,5	—	—	—	—	0,86	1,00
	9,5	—	—	—	—	0,83	0,97
	10,7	—	—	—	—	0,78	0,92
139,7	5,8	—	—	—	—	0,85	0,99
	6,2	—	—	—	—	0,83	0,97
	7,0	—	—	—	—	0,80	0,94
	7,7	—	—	—	—	0,77	0,91
	9,2	—	—	—	—	0,71	0,85
	10,5	—	—	—	—	0,66	0,80
	12,1	—	—	—	—	0,61	0,75

Продолжение табл. 8.19

Диаметр обсадных труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр бурильных труб, мм					
		127,0	114,3	101,6	88,9	73,0	60,3
127,0	5,6	—	—	—	—	—	0,75
	6,4	—	—	—	—	—	0,72
	7,5	—	—	—	—	—	0,68
	9,2	—	—	—	—	—	0,62
	10,7	—	—	—	—	—	0,57
	12,4	—	—	—	—	—	0,52
114,3	5,2	—	—	—	—	—	0,54
	5,7	—	—	—	—	—	0,53
	6,4	—	—	—	—	—	0,51
	7,4	—	—	—	—	—	0,47
	8,6	—	—	—	—	—	0,44
	10,2	—	—	—	—	—	0,39

Таблица 8.20

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр НКТ, мм					
		33,4	42,2	48,3	52,4	60,3	73,0
88,9	5,48	0,389	0,337	0,294	—	—	—
	6,45	0,366	0,314	0,271	—	—	—
	7,34	0,345	0,293	0,250	—	—	—
	9,52	0,296	0,244	0,200	—	—	—
	12,09	0,241	0,189	0,146	—	—	—
	12,95	0,224	0,172	0,129	—	—	—
	13,46	0,214	0,162	0,119	—	—	—
101,6	5,74	0,550	0,498	0,455	—	—	—
	6,65	0,525	0,473	0,429	—	—	—
	7,26	0,508	0,456	0,412	—	—	—
	8,07	0,486	0,434	0,390	—	—	—
	8,38	0,478	0,426	0,382	—	—	—
114,3	5,20	0,760	0,708	0,665	0,632	0,562	0,429
	5,68	0,744	0,692	0,649	0,616	0,546	0,413
	6,35	0,723	0,671	0,628	0,595	0,525	0,392
	6,88	0,706	0,654	0,611	0,578	0,508	0,375
	7,36	0,691	0,639	0,596	0,563	0,493	0,360
	8,55	0,654	0,602	0,559	0,526	0,456	0,323
	9,47	0,626	0,474	0,531	0,498	0,428	0,295
	10,19	0,605	0,553	0,510	0,477	0,407	0,274
	10,92	0,584	0,532	0,488	0,456	0,386	0,252

Таблица 8.21

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр НКТ, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
127,0	5,6	0,871	0,768	0,635	—	—	—
	6,4	0,840	0,738	0,605	—	—	—
	7,5	0,802	0,699	0,566	—	—	—
	9,2	0,744	0,641	0,508	—	—	—
	10,7	0,692	0,589	0,456	—	—	—
	12,4	0,646	0,543	0,410	—	—	—
139,7	5,8	1,106	1,003	0,870	0,670	0,478	—
	6,2	1,090	0,987	0,854	0,652	0,462	—
	7,0	1,059	0,956	0,823	0,621	0,431	—
	7,7	1,030	0,927	0,794	0,592	0,402	—
	9,2	0,974	0,871	0,738	0,536	0,346	—
	10,5	0,922	0,819	0,686	0,484	0,294	—
	12,1	0,865	0,762	0,629	0,427	0,237	—
146,0	5,8	1,235	1,132	0,999	0,797	0,607	—
	6,5	1,207	1,104	0,971	0,769	0,579	—
	7,1	1,182	1,079	0,946	0,744	0,554	—
	7,7	1,152	1,049	0,916	0,714	0,524	—
	8,5	1,110	1,007	0,874	0,672	0,482	—
	9,5	1,079	0,976	0,843	0,641	0,451	—
	10,7	1,029	0,926	0,793	0,591	0,401	—
168,3	6,2	1,724	1,622	1,489	1,287	1,097	0,881
	7,3	1,671	1,568	1,435	1,223	1,043	0,828
	8,1	1,635	1,532	1,399	1,197	1,007	0,791
	8,9	1,594	1,491	1,358	1,156	0,966	0,750
	9,8	1,554	1,451	1,318	1,116	0,926	0,711
	10,6	1,517	1,414	1,281	1,079	0,889	0,673
	12,1	1,449	1,346	1,213	1,011	0,821	0,606
	13,1	1,403	1,301	1,167	0,966	0,776	0,560
177,8	5,9	1,983	1,881	1,747	1,545	1,355	1,140
	6,9	1,929	1,826	1,693	1,491	1,301	1,086
	7,6	1,892	1,789	1,656	1,455	1,264	1,048
	8,4	1,851	1,749	1,616	1,414	1,224	1,008
	9,2	1,813	1,710	1,577	1,375	1,185	0,970
	10,4	1,755	1,652	1,519	1,317	1,127	0,912
	11,5	1,699	1,596	1,463	1,261	1,071	0,856
	12,1	1,671	1,568	1,435	1,233	1,043	0,827
	12,7	1,644	1,541	1,408	1,206	1,016	0,801
	13,7	1,593	1,490	1,357	1,155	0,965	0,750
	15,0	1,534	1,431	1,298	1,096	0,906	0,690
	15,9	1,493	1,390	1,257	1,055	0,865	0,649
	16,3	1,475	1,372	1,239	1,037	0,847	0,632
	17,5	1,421	1,318	1,185	0,983	0,793	0,578
	18,5	1,372	1,269	1,136	0,934	0,744	0,529
	19,1	1,350	1,247	1,114	0,912	0,722	0,507
	20,6	1,280	1,177	1,044	0,842	0,652	—
	22,2	1,213	1,110	0,977	0,775	0,585	—
193,7	7,0	2,350	2,247	2,114	1,912	1,722	1,507
	7,6	2,318	2,215	2,082	1,880	1,690	1,475
	8,3	2,278	2,176	2,041	1,840	1,650	1,435

Продолжение табл. 8.21

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр НКТ, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
193,7	9,5	2,212	2,109	1,976	1,774	1,584	1,369
	10,9	2,136	2,033	1,900	1,698	1,508	1,293
	11,7	2,095	1,992	1,859	1,657	1,467	1,252
	12,7	2,041	1,938	1,805	1,603	1,413	1,198
	15,1	1,916	1,813	1,680	1,478	1,288	1,072
219,1	6,7	—	3,037	2,904	2,702	2,512	2,296
	7,7	—	2,971	2,838	2,636	2,446	2,231
	8,9	—	2,894	2,761	2,559	2,369	2,153
	10,2	—	2,817	2,684	2,482	2,292	2,077
	10,8	—	2,778	2,645	2,443	2,253	2,037
	11,4	—	2,738	2,605	2,403	2,213	1,998
	12,4	—	2,681	2,548	2,346	2,156	1,940
	12,7	—	2,661	2,528	2,326	2,136	1,920
	13,8	—	2,593	2,460	2,258	2,068	1,853
	14,2	—	2,573	2,440	2,238	2,048	1,833
244,5	7,1	—	3,877	3,744	3,542	3,352	3,136
	7,9	—	3,820	3,687	3,485	3,295	3,080
	8,9	—	3,747	3,614	3,412	3,222	3,007
	9,4	—	3,715	3,582	3,380	3,190	2,974
	10,0	—	3,670	3,537	3,335	3,145	2,930
	11,1	—	3,599	3,466	3,264	3,074	2,858
	12,0	—	3,533	3,400	3,198	3,008	2,793
	13,8	—	3,406	3,273	3,071	2,881	2,665
	15,1	—	3,320	3,187	2,985	2,795	2,579
	15,9	—	3,269	3,136	2,934	2,744	2,528
	19,1	—	3,060	2,927	2,725	2,535	2,319
273,1	7,1	—	4,979	4,845	4,644	4,453	4,238
	7,8	—	4,921	4,788	4,586	4,396	4,180
	8,9	—	4,833	4,700	4,498	4,308	4,092
	10,2	—	4,731	4,598	4,397	4,206	3,991
	11;4	—	4,631	4,498	4,296	4,106	3,891
	12,6	—	4,542	4,409	4,207	4,017	3,801
	13,8	—	4,443	4,310	4,108	3,918	3,703
	15,1	—	4,346	4,213	4,011	3,821	3,605
	16,5	—	4,240	4,107	3,905	3,715	3,499
	17,1	—	4,201	4,068	3,866	3,676	3,460
	17,8	—	4,145	4,012	3,810	3,620	3,404
	18,6	—	4,080	3,947	3,745	3,555	3,340
	19,1	—	4,050	3,917	3,715	3,525	3,310
	20,2	—	3,962	3,829	3,627	3,437	3,222
298,4	7,6	—	6,015	5,882	5,680	5,490	5,274
	8,5	—	5,940	5,807	5,605	5,415	5,200
	9,5	—	5,846	5,713	5,511	5,321	5,106
	11,1	—	5,713	5,580	5,378	5,188	4,973
	12,4	—	5,595	5,462	5,260	5,070	4,854
	13,6	—	5,497	5,364	5,162	4,972	4,756
	14,8	—	5,393	5,260	5,058	4,868	4,653
323,9	7,9	—	—	—	6,836	6,646	6,431
	8,5	—	—	—	6,776	6,586	6,371
	9,5	—	—	—	6,679	6,488	6,273

Продолжение табл. 8.21

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр НКТ, мм					
		48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
323,9	9,9	—	—	—	6,641	6,450	6,235
	11,0	—	—	—	6,536	6,345	6,130
	12,4	—	—	—	6,404	6,213	6,000
	14,0	—	—	—	6,255	6,064	6,850
339,7	8,4	—	—	—	7,573	7,383	7,167
	9,7	—	—	—	7,444	7,254	7,039
	10,9	—	—	—	7,317	7,127	6,911
	12,2	—	—	—	7,190	7,000	6,785
	13,1	—	—	—	7,105	6,915	6,700
	14,0	—	—	—	7,015	6,825	6,610
	14,7	—	—	—	6,945	6,755	6,540
	15,4	—	—	—	6,891	6,701	6,486
	17,1	—	—	—	6,715	6,525	6,309
	18,3	—	—	—	6,601	6,411	6,195

ОБЪЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ПРОСТРАНСТВА И МЕТАЛЛА УБТ

Таблица 8.22

Диаметр, мм		Объем		Диаметр, мм		Объем	
наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла	наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла
73,0	35,0	0,10	0,32	177,8	57,1	0,26	2,22
79,4	31,7	0,08	0,41		71,4	0,40	2,08
88,9	38,1	0,11	0,51		80,0	0,50	1,98
	45,0	0,16	0,46		90,0	0,64	1,84
104,8	50,8	0,20	0,66	184,4	71,4	0,40	2,27
120,6	50,8	0,20	0,94	190,5	71,4	0,40	2,45
	57,1	0,26	0,88		76,2	0,46	2,39
	63,5	0,32	0,82	196,8	71,4	0,40	2,64
127,0	57,1	0,26	1,01		76,2	0,46	2,58
133,0	64,0	0,32	1,07		90,4	0,64	2,40
139,7	57,1	0,26	1,27	203,2	71,4	0,40	2,84
146,0	57,1	0,26	1,41		76,2	0,46	2,78
	68,3	0,37	1,30		80,0	0,50	2,74
	74,0	0,42	1,24		90,4	0,64	2,60
	76,2	0,46	1,21	209,6	100,0	0,79	2,45
152,4	57,1	0,26	1,56		71,4	0,40	3,05
	71,4	0,40	1,42	215,9	76,2	0,46	2,99
158,7	57,1	0,26	1,72	228,6	71,4	0,40	3,26
	71,4	0,40	1,58		71,4	0,40	3,71
165,1	57,1	0,26	1,88		76,2	0,46	3,65
	71,4	0,40	1,74	241,3	90,4	0,64	3,47
171,4	57,1	0,26	2,05		76,2	0,46	4,12
	71,4	0,40	1,91	247,6	100,0	0,79	3,80
					76,2	0,46	4,36

Продолжение табл. 8.22

Диаметр, мм		Объем		Диаметр, мм		Объем	
наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла	наружный	внутренний	внутреннего пространства	металла
247,6	100,0	0,79	4,03	279,4	76,2	0,46	5,67
254,0	76,2	0,46	4,61		100,0	0,79	5,34
	100,0	0,79	4,28	285,7	100,0	0,46	5,95

ОБЪЕМ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНА—УБТ

Таблица 8.23

Диаметр УБТ, мм	Диаметр скважины, мм								
	500	475	450	425	400	375	350	325	300
280	13,5	11,6	9,8	8,1	6,4	4,9	3,5	2,2	—
254	14,6	12,7	10,8	9,1	7,5	6,0	4,6	3,2	2,00
241	15,1	13,1	11,3	9,6	8,0	6,5	5,0	3,7	2,50
229	15,5	13,6	11,8	10,1	8,5	6,9	5,5	4,2	2,96
216	16,0	14,1	12,3	10,5	8,9	7,4	6,0	4,6	3,41
210	16,2	14,3	12,5	10,7	9,1	7,6	6,2	4,9	3,62
203	16,4	14,5	12,7	10,9	9,3	7,8	6,4	5,1	3,83
197	16,6	14,7	12,9	11,1	9,5	8,0	6,6	5,3	4,03
184	—	—	—	11,5	9,9	8,4	7,0	5,6	4,40
178	—	—	—	11,7	10,1	8,6	7,1	5,8	4,59
165	—	—	—	12,1	10,4	8,9	7,5	6,2	4,93
152	—	—	—	—	—	—	7,8	6,5	5,25
146	—	—	—	—	—	—	8,0	6,7	5,40

Продолжение табл. 8.23

Диаметр УБТ, мм	Диаметр скважины, мм					
	275	250	225	200	175	150
241	1,36	—	—	—	—	—
229	1,83	0,80	—	—	—	—
216	2,28	1,25	—	—	—	—
210	2,49	1,46	—	—	—	—
203	2,70	1,67	0,70	—	—	—
197	2,90	1,87	0,90	—	—	—
184	3,27	2,24	1,30	—	—	—
178	3,46	2,43	1,50	0,66	—	—
165	3,80	2,77	1,84	1,00	—	—
152	4,12	3,09	2,16	1,32	0,58	—
146	4,27	3,24	2,31	1,47	0,73	—
133	—	3,52	2,59	1,75	1,01	0,38
120	—	—	2,84	2,00	1,26	0,63
105	—	—	3,12	2,28	1,54	0,91
89	—	—	3,36	2,52	1,78	1,15
79	—	—	3,49	2,65	1,91	1,28
73	—	—	3,56	2,72	1,98	1,35

9. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

9.1. МЕТЧИКИ И КОЛОКОЛА

МЕТЧИКИ УНИВЕРСАЛЬНЫЕ

ОСТ 26-02-1273—75, ОСТ 26-02-1274—75

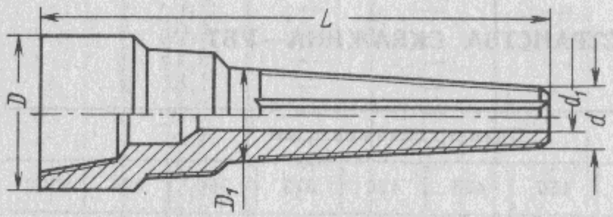


Рис. 9.1. Метчик универсальный

Таблица 9.1

Шифр	d	D_1	D	d_1	L	Q, кН	Масса, кг	Резьба
МБУ 20-45	20	45	80	10	680	300	9	З-62
МБУ 22-54	22	54	95	10	800	420	13	З-76
МБУ 32-73	32	73	108	14	955	640	24	З-88
МБУ 58-94	58	94	120	22	875	820	34	З-102
МБУ 74-120	74	120	178	32	1090	1150	75	З-147
МБУ 100-142	100	142	203	50	1030	1400	96	З-171
МБУ 127-164	127	164	220	70	930	1450	115	З-189
МЭУ 36-60	36	60	65	15	370	300	7	З-50
МЭУ 46-80	46	80	90	17	455	450	11	З-76
МЭУ 69-100	69	100	108	20	450	600	19	З-88
МЭУ 85-127	85	127	134	30	560	750	34	З-117

Примечания 1. Размеры в мм. 2. Q — грузоподъемность метчика. 3. Метчики правые и левые.

МЕТЧИКИ СПЕЦИАЛЬНЫЕ

ОСТ 26-02-1274—75, ОСТ 26-02-1273—75

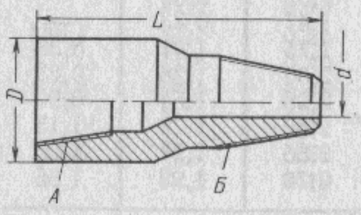


Рис. 9.2. Метчик специальный

Таблица 9.2

Шифр	D, мм	d, мм	Длина L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба	
						А	Б
МСЗ-66	80	25	260	1000	6	З-66	З-66
МСЗ-76	95	35	265	1600	7	З-76	З-76
МСЗ-86	108	32	270	1600	7	З-86	З-86
МСЗ-88	108	35	285	2000	10	З-88	З-88
МСЗ-101	118	50	280	2000	11	З-101	З-101
МСЗ-102	120	60	280	2000	11	З-102	З-102
МСЗ-108	133	50	320	2000	16	З-108	З-108
МСЗ-117	140	70	290	2650	15	З-117	З-117
МСЗ-121	146	70	285	2650	17	З-121	З-121
МСЗ-122	146	50	330	2650	20	З-122	З-122
МСЗ-133	155	70	300	2750	19	З-133	З-133
МСЗ-140	178	70	320	3300	25	З-140	З-140
МСЗ-147	178	100	320	3300	24	З-147	З-147
МСЗ-152	197	100	330	3700	31	З-152	З-152
МСЗ-161	185	115	320	3300	25	З-161	З-161
МСЗ-171	203	120	320	3700	40	З-171	З-171
МЭС-В42	65	25	230	250	4	З-50	В-42
МЭС-48	65	25	230	350	4	З-50	48
МЭС-В48	65	25	230	350	4	З-50	В-48
МЭС-60	90	30	260	550	8	З-76	60
МЭС-В60	90	30	260	550	7	З-76	В-60
МЭС-73	90	40	260	750	7	З-76	73
МЭС-В73	90	40	260	750	8	З-76	В-73
МЭС-89	108	55	260	1100	10	З-88	89
МЭС-В89	108	55	260	1100	11	З-88	В-89
МЭС-102	134	60	280	1250	14	З-117	102
МЭС-В102	134	60	280	1250	14	З-117	В-102
МЭС-114	134	70	280	1500	16	З-117	114
МЭС-В114	134	70	280	1500	18	З-117	В-114

Примечание. У метчиков типа МЭС резьба Б — по ГОСТ 633—80, остальные резьбы по ГОСТ 631—75.

МЕТЧИКИ ЛОВИЛЬНЫЕ

ГОСТ 8433—81

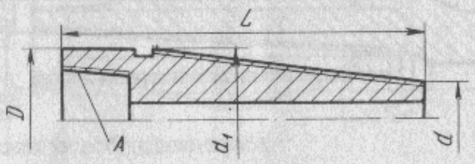


Рис. 9.3. Метчик ловильный

Таблица 9.3

Шифр	d, мм	d_1, мм	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A
А1	12	32	33	250	1	28×24,5 *
А2	14	36	44	280	1	33×29,5 *
Б1	28	41	42	160	1	28×24,5
Б2	41	54	55	160	2	28×24,5
К1	41	57	58	215	2	Т-50
В1—В3	19	61	66	430	10	З-50
Д1	49	70	71	220	3	З-50
Д2	70	86	87	190	5	З-50
Д3	88	104	105	200	10	З-50
Д4	107	124	125	200	12	З-50
Д5	126	143	144	200	15	З-50

Примечания. 1. Резьба 28×24,5 и 33×29,5 по ГОСТ 8467—83. 2. Резьба Т-50 — трубная по ГОСТ 7918—75. 3. Звездочкой обозначена ниппельная резьба.

КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

ГОСТ 8565—81

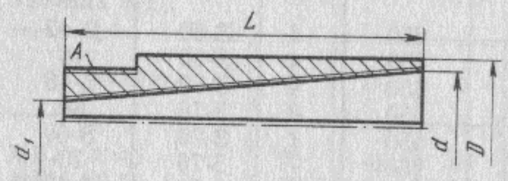


Рис. 9.4. Колокол ловильный по ГОСТ 8565—81

Таблица 9.4

Шифр	Захватываемый диаметр	d, мм	d_1, мм	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A по ГОСТ 6238—77
А1	32—44	46	29	57	135	1	52,0×50,5
А2	41—66	67	37	74	240	3	68,5×67,0
Б1—Б3	40—59	60	36	76	190	4	68,5×67,0
Б4, Б5	48—85	86	45	108	330	15	84,5×83,0

Примечание. Колокол соединяется с бурильными трубами через патрубок длиной 500 мм из стали группы прочности М.

КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

ОСТ 26-02-1275—75

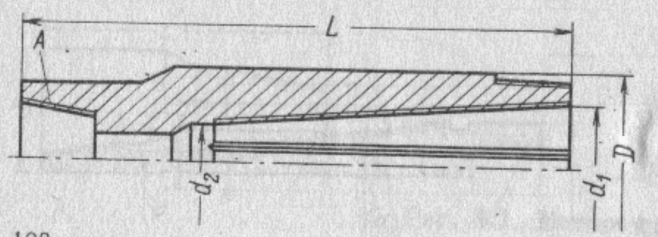


Рис. 9.5. Колокол ловильный по ОСТ 26-02-1275—75

Таблица 9.5

Шифр	d_1, мм	d_2, мм	D, мм	L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба A
К 42-25	42	25	65	385	250	7	З-50
К 50-34	50	34	65	340	350	5	З-50
К 58-40	58	40	90	490	450	15	З-66
К 70-52	70	52	90	510	650	14	З-66
К 85-64	85	64	102	550	750	18	З-76
К 100-78	100	78	122	595	850	27	З-88
К 110-91	110	91	132	555	1000	27	З-88
К 125-103	125	103	148	560	1100	31	З-121
К 135-113	135	113	170	635	1250	33	З-121
К 150-128	150	128	194	655	1350	49	З-147
К 174-143	174	143	220	800	1500	83	З-147

9.2. ТРУБОЛОВКИ, ОВЕРШОТЫ

ТРУБОЛОВКИ ВНУТРЕННИЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ

ОСТ 26-16-1604—78, ТУ 39-01-10-717—81, ТУ 39-974—84

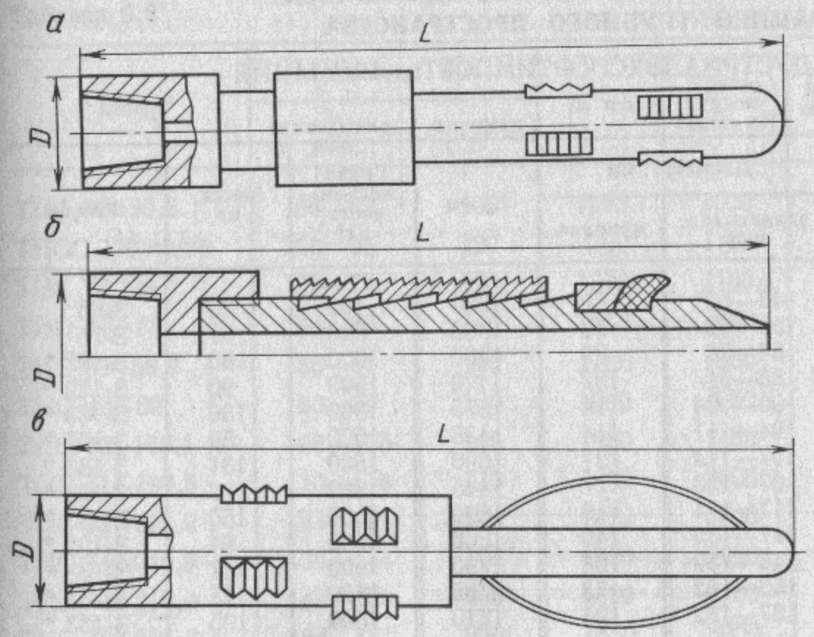


Рис. 9.6. Труболовка внутренняя освобождающаяся

Таблица 9.6

Шифр	Захватываемый диаметр, мм	D, мм	L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба
Упирающиеся в торец трубы (рис. 9.6, *а*)						
ТВМ-60	47—57	92	1540	250	28	З-76
ТВМ-73	57—66	92	1510	400	38	З-76
ТВМ-89	71—82	110	1440	600	50	З-76
ТВМ-102	84—96	132	1680	800	90	З-88
ТВМ-114	95—108	132	2320	1000	110	З-88
То же, с герметизацией трубного пространства (рис. 9.6, *б*)						
ТВР-48	40—42	64	460	250	4	НКТ 48
ТВР-60	50—52	80	540	450	9	З-66
ТВР-73	59—63	95	630	550	15	З-76
ТВР-89	73—77	108	925	1200	23	З-88
ТВР-102	88—90	108	990	1500	43	З-88
ТВР-114	99—102	146	990	2000	56	З-121
ТВС-140	116—128	178	1000	2500	76	З-147
Заводимые внутрь трубы на любую глубину (рис. 9.6, *в*)						
ТВМ-114	95—108	95	1840	1000	70	З-76
ТВМ-127	104—132	105	1840	1600	76	З-88
ТВМ-146	118—147	120	1840	2000	96	З-88
ТВМ-168	136—169	136	1840	2200	120	З-88
ТВМ-194	158—192	160	1840	2500	150	З-88

ВНУТРЕННИЕ ТРУБОЛОВКИ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ С ГЕРМЕТИЗАЦИЕЙ ТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 9.7

Шифр	Диаметр, мм		L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба
	захватываемый	корпуса				
$2^{3}/_{8}$″	47—52	60	1250	400	20	З-66
$2^{7}/_{8}$″	56—62	73	1360	800	31	З-76
$3^{1}/_{2}$″	64—78	89	1300	1000	60	З-102 *
4″	83—91	102	1420	1500	90	З-122 *
$4^{1}/_{2}$″	90—104	114	1575	1500	130	З-133 *
$4^{1}/_{2}$″	94—111	114	1435	1000	59	З-102 *
5″	107—114	127	1690	1500	131	З-133 *
5″	107—123	127	1445	1000	87	З-102 *
$5^{1}/_{2}$″	117—124	140	1690	1500	150	З-133 *
$5^{1}/_{2}$″	117—132	140	1560	1000	94	З-102 *
$6^{5}/_{8}$″	143—152	168	1790	1500	147	З-133 *
7″	153—162	178	1795	1500	178	З-133 *
$7^{5}/_{8}$″	167—182	194	1810	1500	195	З-133 *

Продолжение табл. 9.7

Шифр	Диаметр, мм		L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба
	захватываемый	корпуса				
$8^{5}/_{8}$″	189—209	219	1760	1500	277	З-133 *
$9^{5}/_{8}$″	215—232	245	1800	1500	369	З-133 *
$10^{3}/_{4}$″	243—259	273	1800	1500	357	З-133 *
$11^{3}/_{4}$″	271—286	298	1800	1500	385	З-133 *
$13^{3}/_{8}$″	311—323	340	2110	1500	500	З-133 *
16″	378—393	406	2110	1500	590	З-133 *

Примечания. 1. Конструкцию см. на рис. 9.6, *б*. 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

ТРУБОЛОВКИ НАРУЖНЫЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ

ОСТ 39-141—82, ТУ 39-01-10-494—79, ТУ 26-16-214—87, ТУ 26-02-582—74

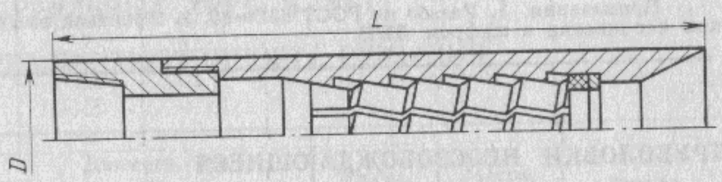


Рис. 9.7. Труболовка наружная освобождающаяся

Таблица 9.8

Шифр	Диаметр, мм		L, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба
	захватываемый	корпуса D				
ТНС 60-120,6	56—62	108	1563	1000	54	З-66
ТНОС 120-60/95	60—95	120	700	1100	21	З-76
ТНС 73-139,7	69—74	120	1570	1100	74	З-76
ТНО 116-73	64—73	116	1655	350	76	З-88Л
ТНС 89-158,7	85—91	140	1765	1300	111	З-88
ТНО 136-89	80—89	136	1900	750	115	З-88Л
ТНС 102-165,1	98—105	145	1820	1400	122	З-108
ТНС 114-190,5	110—118	170	1820	2000	144	З-121
ТНС 127-215,9	123—131	196	1820	2700	152	З-133
ТНС 140-215,9	136—144	196	1820	3000	151	З-147
ТНС 147-215,9	142—150	200	1820	2700	153	З-147
ТНС 168-295,3	164—171	230	1840	3900	255	З-171

ЛОВИТЕЛИ ПЛАШЕЧНЫЕ НАРУЖНЫЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ

ТУ 26-02-221—75

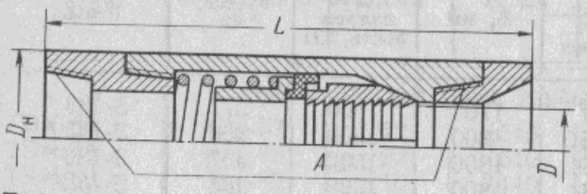


Рис. 9.8. Ловитель плашечный наружный освобождающийся

Таблица 9.9

Шифр	Диаметр, мм		Δ, мм	Грузоподъемность, кН	Масса кг	Резьба A
	захватываемый D	корпуса $D_н$				
ЛБПС 89/114-175	89—114	175	1795	800	250	140К
ЛБПС 114/140-200	114—140	200	1750	1000	220	178К
ЛБПС 127/155-225	127—155	225	1870	1200	310	194К
ЛБПС 140/178-245	140—178	245	2025	1200	315	219К
ЛБПС 168/203-270	168—203	270	2070	1600	320	245К

Примечания. 1. Резьба по ГОСТ 632—80. 2. Ловители выпускаются в односекционном исполнении с шифром ЛБП.

ТРУБОЛОВКИ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ

ТУ 26-16-22—77

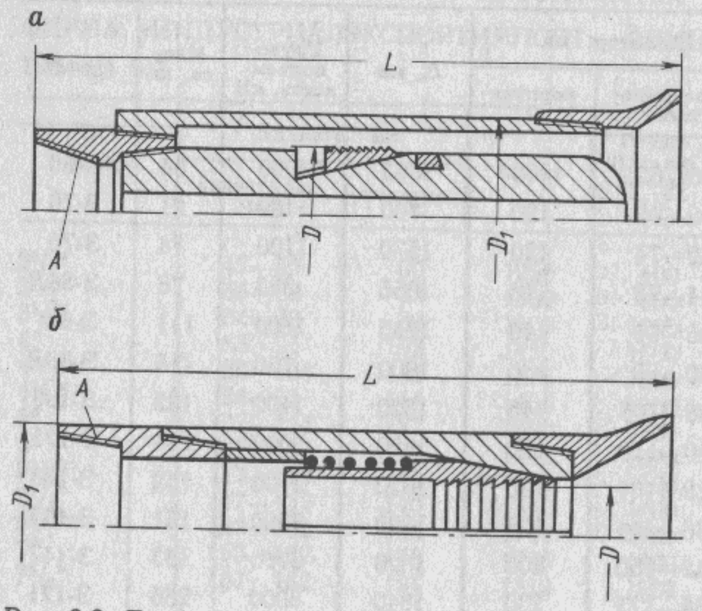


Рис. 9.9. Труболовка неосвобождающаяся

Таблица 9.10

Шифр	Диаметр, мм		Δ, мм	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	Резьба A
	захватываемый D	корпуса D_1				
Внутренние (рис. 9.9, *а*)						
ТВ 48-80	44	80	700	250	45	З-66Л
ТВ 60-92	56	92	1350	300	48	З-76Л
ТВ 73-92	66	92	1350	550	54	З-76Л
ТВ 89-110	82	110	1370	800	72	З-76Л
ТВ 102-130	96	130	1400	1000	110	З-88Л
ТВ 114-130	108	130	1620	1200	125	З-88Л
Наружные (рис. 9. 9, *б*)						
ТНЗ-114	48—60	95	420	400	11	СБТ 89Л
ТНЗ-146	60—73	118	740	400	21	СБТ 102Л
ТНЗ-168	60—89	138	770	750	35	СБТ 114Л

Примечание. На труболовках типа ТНЗ резьба трубная по ГОСТ 631—75.

ОВЕРШОТЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И УБТ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 9.11

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Резьба
	захватываемый	корпуса			
N-$4^5/_8$	60—80	117	965	80	З-76
MI-$4^5/_8$	60—80	117	1170	90	З-76
N-$5^1/_{16}$	66—89	129	988	110	З-101
MI-$5^1/_{16}$	73—95	129	1165	120	З-101
N-$5^1/_2$	88—108	140	1000	125	З-101
MI-$5^1/_2$	88—108	140	1400	135	З-101
N-6	88—118	152	1163	140	З-101
MI-6	88—118	152	1430	155	З-101
N-$6^1/_{16}$	108—118	170	1263	180	З-121
MI-$6^{11}/_{16}$	108—118	170	1560	200	З-121
N-$7^3/_8$	114—146	187	1280	200	З-121
MI-$7^3/_8$	114—146	187	1545	225	З-121
N-$8^1/_{16}$	114—155	205	1280	210	З-121
MI-$8^1/_{16}$	114—155	205	1775	260	З-121
N-9	114—178	229	1340	220	З-147
MI-9	114—178	229	1900	290	З-147
N-$9^7/_{16}$	139—178	240	1400	222	З-147
MI-$9^7/_{16}$	139—178	240	1900	295	З-147
N-$10^7/_{16}$	168—203	265	1420	310	З-171
MI-$10^7/_{16}$	168—203	265	1920	380	З-171

Примечания. 1. Конструкцию см. на рис. 9.8. 2. Освобождение овершота типа N — вращением вправо, MI — движением вниз с поворотом.

ОВЕРШОТЫ ДЛЯ УБТ ТИПА «СЛИП-БЭКЕТ»

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 9.12

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Резьба
	УБТ	корпуса			
6 1/4×3 1/2	88,8	159	1200	125	З-76
7×4 1/8	104,8	178	1200	105	З-88
8×4 3/4	120,6	203	1200	120	З-88
8 1/4×5 1/4	133,3	210	1210	125	З-117
8 9/16×5 3/4	146,0	216	1220	135	З-117
9×6 1/4	158,7	229	1260	145	З-117
9 1/2×6 1/4	158,7	241	1280	155	З-117
10 1/4×7	177,8	260	1300	170	З-161
10 5/8×7 3/4	196,8	270	1300	190	З-161
11×8	203,2	279	1300	200	З-161
11 13/16×9	228,6	300	1300	210	З-161
12 1/8×9 1/2	241,3	308	1300	225	З-161
12 5/8×10	254,0	321	1300	240	З-161
13 3/16×11	279,4	335	1300	250	З-161

Примечание. Конструкцию см. на рис. 9.8.

ОВЕРШОТЫ ТИПА ВМ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 9.13

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Резьба
	вахватываемый	корпуса			
ВМ-3 5/8	26—53	92	620	17	НКТ В-48
ВМ-4	48—60	102	635	19	НКТ В-60
ВМ-4 1/2	56—80	114	680	27	З-76
ВМ-5	86—118	127	710	38	З-101
ВМ-5 1/2	93—114	140	720	35	З-101
ВМ-6	114—121	152	880	44	З-101
ВМ-6 3/4	118—127	171	860	69	З-121
ВМ-7 1/2	132—146	190	860	71	З-121
ВМ-8 1/16	141—155	205	880	80	З-121
ВМ-9	158—178	228	920	100	З-147
ВМ-9 13/16	184—203	249	930	104	З-147
ВМ-10 1/4	209—216	260	970	120	З-171
ВМ-11 3/4	228—241	298	970	154	З-177
ВМ-13	254—280	330	1000	192	З-201

Примечание. Конструкцию см. на рис. 9.8.

9.3. ЯСЫ, УДАРНИКИ

ЯС ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ

КАТАЛОГИ ФИРМ «СЕКЬЮРИТИ», «ДЖАКО СЕРВИС»

Таблица 9.14

Шифр, тип	Диаметр, мм		Длина, мм	Резьба	Усилие удара, кН	Момент, кН·м
	наружный	внутренний				
HUJ	121	51	4800	3 1/2 IF	130	67
HUJ	159	57	4600	4 1/2 XH	260	135
HUJ	197	71	4900	6 5/8 Reg	440	217
11100	121	51	5800	3 1/2 IF	—	—
11300	159	57	5800	4 1/2 IF	—	—
11500	165	57	5800	4 1/2 IF	—	—
11700	171	63	5800	4 1/2 IF	—	—
11900	178	63	5800	4 1/2 IF	—	—
12100	197	63	6100	6 5/8 Reg	—	—
12300	203	63	6100	6 5/8 Reg	—	—
12500	229	76	6100	7 5/8 Reg	—	—

Примечание. Ясы гидравлические выпускаются также фирмами «Боуэн», «Индустриалэкспортимпорт», «Коугэ Тул», «Гриффитс Ойл Тул», «Хьюстон Инженеарс».

УДАРНИКИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

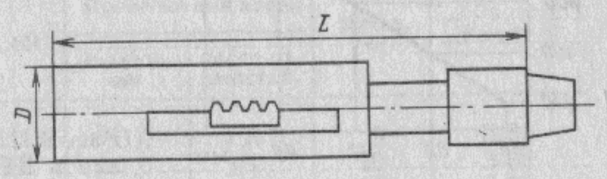


Рис. 9.10. Ударник механический

Таблица 9.15

Шифр	Диаметр, мм		Длина L, мм	Масса, кг	Резьба
	наружный корпуса D	внутренний НКТ			
			Для работы в НКТ		
1 3/16"	30	41	1610	7	Штанга 5/8"
1 3/4"	45	49	1615	17	Штанга 7/8"
2 3/16"	55	59	1630	25	Штанга 1"
2 3/8"	60	74	1650	34	Штанга 1 1/8"
2 15/16"	76	88	1660	47	Штанга 1 1/8"
3 9/16"	90	100	1735	68	З-66
4 1/2"	114	122	1790	119	З-76

Продолжение табл. 9.15

Шифр	Диаметр, мм		Длина L, мм	Масса, кг	Резьба
	наружный корпуса D	внутренний НКТ			
	При бурении скважины				
$2^{7}/_{8}$"	95	—	2200	100	З-76
$3^{1}/_{2}$"	108	—	2330	140	З-88
$3^{1}/_{2}$"	117	—	2330	140	З-101
$4^{1}/_{2}$"	140	—	2340	220	З-117
$4^{1}/_{2}$"	146	—	2340	220	З-121
$5^{1}/_{2}$"	171	—	2645	390	З-140
$5^{1}/_{2}$"	178	—	2645	390	З-147
$6^{5}/_{8}$"	197	—	2645	450	З-152
$6^{5}/_{8}$"	203	—	2645	450	З-171

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

ТУ 39-203—76, ТУ 39-08-838—83, ТУ 39-1091—85, ТУ-39-902—83, ТУ 41-01-437—81

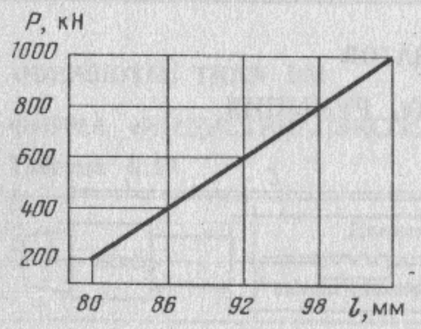


Рис. 9.11. Зависимость силы разъединения в ВУКе от свободного хода

Таблица 9.16

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Нагрузка срабатывания, кН	Резьба	Ресурс ударов
	наружный	внутренний					
УЛП-190-1	178	—	1510	200	700	З-147	100
УЛП-ВМ-018	178	56	1820	250	800	З-147	300
УЛП-ВМ-015	146	32	1700	200	500	З-121	300
ВУК-170М	172	55	4280	450	1000	З-147	500
ГУМ-162	162	—	2320	300	300	З-133	500

Примечание. Зависимость необходимой силы разъединения P в устройстве ВУК от свободного хода l приведена на рис. 9.11.

Необходимый угол закручивания устройств УЛП (градус) определяется по формуле

$$\psi = 2KGL/(D^4 - d^4),$$

где K — коэффициент устройства для УЛП-015 $K = 90$; для УЛП-018 $K = 100$; G — необходимое усилие срабатывания, кН; L — расстояние от устья до УЛП, м; D, d — наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

9.4. ФРЕЗЕРЫ

ФРЕЗЕРЫ ЗАБОЙНЫЕ

ОСТ 26-02-233—70

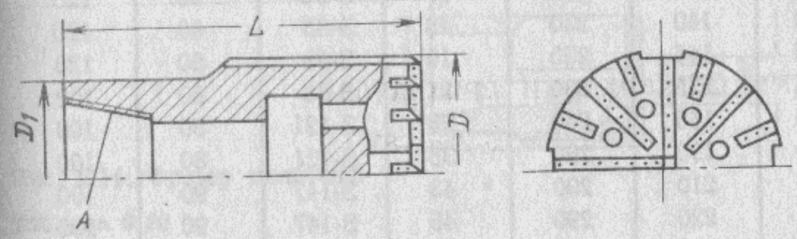


Рис. 9.12. Фрезер забойный

Таблица 9.17

Шифр	D, мм	L, мм	D_1, мм	Промывочный канал		Масса, кг	Резьба A
				диаметр, мм	число отверстий		
ФЗЭ-90	90	240	80	8,0	8	9	З-66
ФЗЭ-102	102	240	80	11,0	4	10	З-66
ФЗЭ-110	110	250	95	12,0	4	11	З-76
ФЗЭ-115	115	250	95	13,0	4	13	З-76
ФЗЭ-120	120	250	95	13,0	4	14	З-76
ФЗЭ-125	125	250	95	14,0	4	15	З-76
ФЗЭ-135	135	260	113	12,5	8	18	З-88
ФЗЭ-140	140	260	113	13,0	8	19	З-88
ФЗЭ-145	145	260	113	13,5	8	20	З-88
ФЗЭ-150	150	290	118	14,0	8	26	З-88
ФЗЭ-160	160	290	118	14,0	8	28	З-88
ФЗЭ-166	166	300	146	14,5	8	29	З-121
ФЗЭ-172	172	300	146	15,0	8	32	З-121
ФЗЭ-188	188	310	146	16,0	8	38	З-121
ФЗЭ-194	194	310	146	17,0	8	40	З-121

Примечание. Режим фрезерования: $G \leqslant 40$ кН, $n = 60 \div 90$ об/мин, $Q \geqslant 12$ л/с.

ФРЕЗЕРЫ СКВАЖИННЫЕ ТИПА ФЗ И ФЗС

ОСТ 26-16-1619—81

Таблица 9.18

Шифр	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	Режим работы	
					G, кН	n, об/мин
ФЗ (ФЗС)-85	85	210	8	З-66	30	120
ФЗ (ФЗС)-90	90	210	8	З-66	30	120
ФЗ (ФЗС)-104	104	215	11	З-76	40	120
ФЗ (ФЗС)-113	113	220	12	З-76	40	120
ФЗ (ФЗС)-118	118	220	14	З-76	50	120
ФЗ (ФЗС)-123	123	220	15	З-76	50	120
ФЗ (ФЗС)-135	135	230	17	З-88	60	120
ФЗ (ФЗС)-140	140	230	18	З-88	60	120
ФЗ (ФЗС)-145	145	230	19	З-88	60	120
ФЗ (ФЗС)-155	155	230	21	З-88	80	100
ФЗ (ФЗС)-165	165	250	28	З-121	80	100
ФЗ (ФЗС)-190	190	260	35	З-121	80	100
ФЗ (ФЗС)-210	210	290	43	З-147	90	100
ФЗ (ФЗС)-220	220	290	45	З-147	90	100
ФЗ (ФЗС)-243	243	300	59	З-147	90	100
ФЗ (ФЗС)-268	268	320	70	З-147	90	100
ФЗ (ФЗС)-295	295	320	80	З-147	90	100
ФЗ (ФЗС)-308	308	330	90	З-147	100	80
ФЗ (ФЗС)-320	320	330	95	З-171	100	80
ФЗ (ФЗС)-345	345	340	108	З-171	100	80
ФЗ (ФЗС)-375	375	360	130	З-171	100	80
ФЗ (ФЗС)-390	390	370	150	З-171	100	80
ФЗ (ФЗС)-475	475	410	225	З-171	100	80

Примечания. 1. Конструкцию см. на рис. 9.12. 2. Тип ФЗ — без спиральных вставок в промывочных отверстиях, тип ФЗС — со спиральными вставками. 3. Гарантийный ресурс работы 30 ч по стали группы прочности Д.

ФРЕЗЕРЫ РЕЖУЩЕ-ИСТИРАЮЩИЕ КОЛЬЦЕВЫЕ

ОСТ 26-02-1296—75

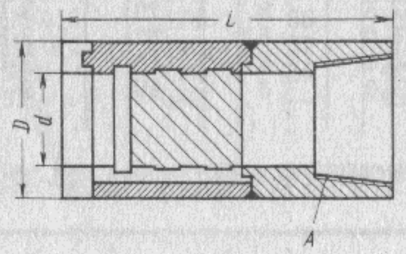


Рис. 9.13. Фрезер режуще-истирающий кольцевой

Таблица 9.19

Шифр	Диаметр, мм		Длина L, мм	Масса, кг	Резьба A по ГОСТ 631—75
	наружный D	внутренний d			
ФК 90×61	90	61	300	8	СБТ 73
ФК 104×75	104	75	300	10	СБТ 89
ФК-118×89	118	89	320	12	СБТ 102
ФК 136×102	136	102	350	18	СБТ 114
ФК 140×110	140	110	350	16	СБТ 127
ФК 190×152	190	152	370	30	СБТ 168

ФРЕЗЕРЫ ПИЛОТНЫЕ

ОСТ 26-16-1623—82

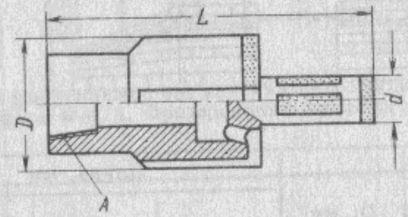


Рис. 9.14. Фрезер пилотный

Таблица 9.20

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A	G, кН
ФП-88	88	35	505	12	З-66	30
ФП-100	100	45	520	14	З-76	40
ФП-113	113	45	520	18	З-76	40
ФП-118	118	45	520	21	З-76	40
ФП-135	135	60	580	30	З-88	60
ФП-140	140	60	580	33	З-88	60
ФП-155	155	75	580	38	З-88	80
ФП-185	185	90	610	59	З-121	80
ФП-205	205	110	640	85	З-147	80
ФП-230	230	130	640	110	З-147	80

Примечания. 1. Фрезеры правые и левые. 2. Гарантированный ресурс работы при 100 об/мин — 3 м трубы группы прочности Д. 3. G — нагрузка при фрезеровании.

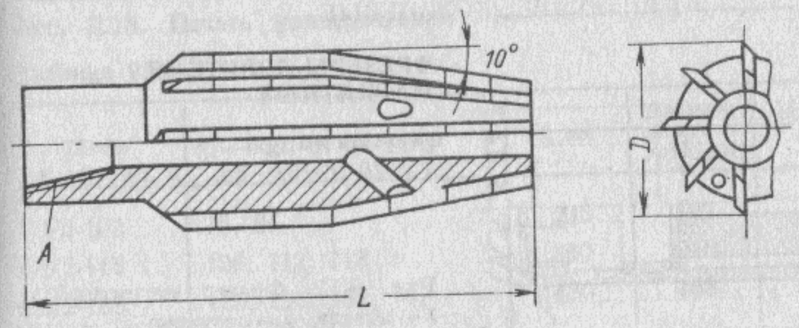


Рис. 9.15. Фрезер колонный конусный

Фрезеры колонные конусные для фрезерования смятых обсадных труб

ТУ 26-16-176—84

Шифр	ФКК-121-1	ФКК-143-1
Диаметр, мм:		
наружный D	121	143
обсадной колонны	146	168
Длина L, мм	405	432
Масса, кг	22	30
Резьба A	З-76	З-88

Примечание. Гарантированный ресурс работы — 3 ч при нагрузке 40 кН и 100 об/мин.

ФРЕЗЕРЫ СКВАЖИННЫЕ ДЛЯ ПРОРЕЗАНИЯ «ОКНА»

ОСТ 26-16-01—83

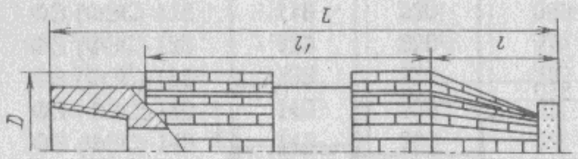
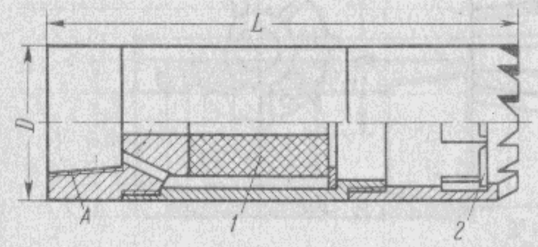


Рис. 9.16. Фрезер для прорезания «окна»

Таблица 9.21

Шифр	D, мм	Длина, мм			Масса, кг	Резьба
		общая L	конусной части l	цилиндрической части l_1		
ФРЛ-116	116	850	102	135	60	З-76
ФРЛ-121	121	860	100	135	64	З-76
ФРЛ-143	143	1000	125	140	85	З-101
ФРЛ-152	152	1050	150	140	102	З-101
ФРЛ-167	167	1100	150	160	136	З-121
ФРЛ-193	193	1150	170	175	173	З-121
ФРЛ-218	218	1250	200	185	245	З-147
ФРЛ-246	246	1300	200	235	295	З-147

Примечание. Гарантированный ресурс — два «окна» при нагрузке 30 кН и частоте 100 об/мин.



ФРЕЗЕРЫ-ЛОВИТЕЛИ МАГНИТНЫЕ

ОСТ 26-16-1606—78,
ТУ 26-16-182—85, ТУ 39-915—84

Рис. 9.17. Фрезер магнитный: *1* — магнит; *2* — ловушка

Таблица 9.22

Шифр	D, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A	Подъемная сила, Н
ЛМ-57	57	200	4	З-42	350
ЛМ-73	73	165	5	З-50	700
ЛМ-90	90	190	6	З-50	850
УОЗ 1-115	115	440	28	З-76	3 800
УОЗ 1-195	195	630	80	З-121	10 000
ФМЗ-88	88	480	19	З-66	700
ФМЗ-103	103	520	25	З-76	800
ФМЗ-118	118	580	26	З-76	1 000
ФМЗ-135	135	580	45	З-88	1 200
ФМЗ-150	150	600	50	З-88	2 400
ФМЗ-170	170	610	65	З-121	2 800
ФМЗ-195	195	620	120	З-147	3 200
ФМЗ-225	225	700	140	З-147	5 600
ФМЗ-270	270	750	170	З-147	6 800
ФМЗ-315	315	850	230	З-147	12 000

Примечания. 1. Фрезеры ФМЗ выпускаются без механического захвата для удержания попавшего внутрь металла под шифром ФМ. 2. Фрезерованию подлежит металл с пределом текучести не более 380 МПа.

9.5. ПРОЧИЙ ИНСТРУМЕНТ

ПЕЧАТЬ УНИВЕРСАЛЬНАЯ

ТУ 26-16-102—79

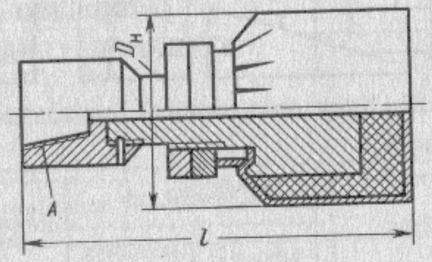


Рис. 9.18. Печать универсальная

Таблица 9.23

Шифр	$D_н$, мм (сменные)	l, мм	Диаметр обсадных труб, мм	Масса, кг	Резьба A
ПУ2-102	75, 84	295	102	5	З-66
ПУ2-146	106, 112, 118	360	146	10	З-66
ПУ2-168	125, 131, 137, 141	430	168	18	З-76

СКРЕБКИ КОЛОННЫЕ

ТУ 26-16-9—76, ТУ 39-1105—86

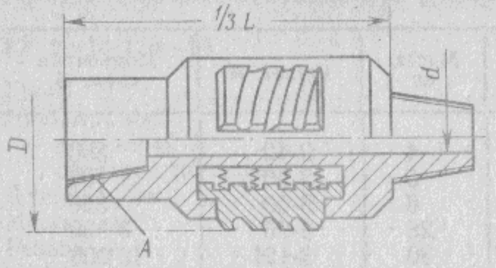


Рис. 9.19. Скребок колонный

Таблица 9.24

Шифр	Диаметр, мм			Длина L, мм	Масса, кг	Резьба A
	обсадной колонны	наружный при работе D	внутренний d			
СК-146	146	139	40	1280	110	—
СК-168	168	158	40	1320	120	—
СК-178	178	168	60	1190	135	—
СК-219	219	207	62	1290	150	—
СК-273	273	263	100	2060	255	—
СГМ-140-1	140	129	—	1050	55	НКТ 73
СГМ-146-1	146	135	—	1390	80	З-88
СГМ-168-1	168	157	—	1400	115	З-88
СГМ-178-1	178	164	—	1400	120	З-88

Примечания. 1. Прочерк означает, что данные не обусловлены ТУ. 2. Гарантированный ресурс работы СК — 200 ч, СГМ — 450 м.

КЛИН ОТКЛОНЯЮЩИЙ СТАЦИОНАРНЫЙ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ ВТОРОГО СТВОЛА

ТУ 39-01-596—80, ТУ 26-02-206—75

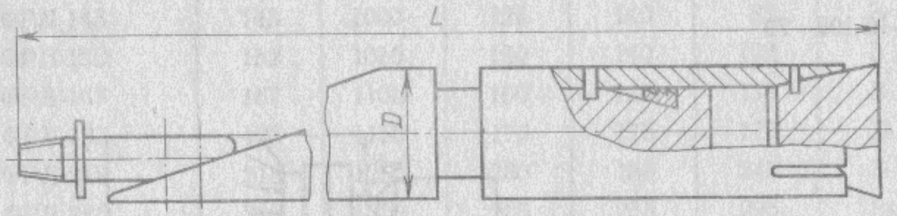


Рис. 9.20. Клин отклоняющий стационарный

Таблица 9.25

Шифр	Диаметр, мм		Длина L, мм	Угол наклона ложка, градус	Масса, кг	Резьба
	клина D	обсадной колонны				
ОП-146	110	146	5600	1,5	350	СБТ 89
ОТЗ-115-1	115	146	3700	2,5	166	З-76
ОП-168	136	168	6000	1,5	490	СБТ 89
ОТЗ-134-11	134	168	4140	2,5	310	З-76
ОП-178	146	178	6000	1,5	530	СБТ 89
ОП-219	186	219	6000	3,5	610	СБТ 127
ОТЗ-185	185	219	7000	3,0	890	З-88
ОП-245	212	245	6000	4,0	660	СБТ 127
ОП-273	240	273	5160	4,5	810	СБТ 127
ОП-299	268	299	5400	5,5	870	СБТ 127

НАДДОЛОТНЫЕ МЕТАЛЛОУЛОВИТЕЛИ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

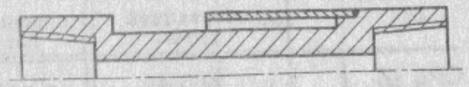


Рис. 9.21. Наддолотный металлоуловитель

Таблица 9.26

Диаметр, мм				Длина, мм	Масса, кг	Резьба
наружный	внутренний	ствола	скважины			
102	32	89	115—135	750	27	З-73 *
122	38	108	135—150	830	47	З-88
132	51	120	150—180	800	46	З-88
162	57	146	185—205	800	70	З-117
178	57	146	190—230	850	86	З-117
220	71	178	245—280	900	147	З-140
245	71	203	295—330	900	175	З-152

Примечание. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Режим работы металлоуловителя

Улавливаемые частицы:	Горная порода	Железо	Твердый сплав
наименование			
плотность, г/см³	<2,50	7,85	14,10
размер, мм	<45	<20	<20
Необходимая скорость восходящего потока воды, м/с	2,7—3,5	3,7—5	5,5—7,0

ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ НАРАЩИВАНИЯ ОБОРВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ (АНАЛОГ ОВЕРШОТА)

КАТАЛОГ ФИРМЫ «ЭЙ-ЗЕД (ГРАНТ) ДРИЛЕКС»

Таблица 9.27

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
	оборванной трубы	приспособления наружный		
CPL 55	139,7	173,0	1090	76
CP 66	168,3	201,6	4140	172
CPL 7	177,8	212,7	1170	105
CPL 76	193,7	228,6	1250	98
CPC 76	193,7	241,3	4650	315
CPL 9	244,5	298,5	1440	215
CPC 9	244,5	298,5	4650	475
CPL 10	273,1	317,5	1435	205
CPL 13	339,7	384,2	1390	220
CPC 13	339,7	431,8	4990	670

Продолжение табл. 9.27

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
	оборванной трубы	приспособления наружный		
CPL 16	406,4	463,5	1765	405
CPC 16	406,4	482,6	5040	1130
CPL 20	508,0	584,2	1655	635
CPC 20	508,0	590,6	4910	1360

Примечания. 1. Тип CP и CPL — для скважин с наземным ПВО, CPC — для скважин с подводным ПВО. 2. Опрессовка внутренним давлением 35 МПа. 3. Аналогичные приспособления выпускаются фирмами «Боуэн» и «Эй-И».

9.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПРИХВАТА ПО УДЛИНЕНИЮ СВОБОДНОЙ ЧАСТИ ТРУБ

Глубину прихвата определяют по формуле

$$L = k\,\Delta l,$$

где L — длина свободной части труб, м; k — коэффициент, постоянный для данного типоразмера труб (табл. 9.28); Δl — удлинение колонны труб под действием силы P, см.

Силы трения труб о стенки скважины не учитываются. Если в компоновку бурового снаряда включено несколько секций, состоящих из труб различного типоразмера, то при приложении силы P каждая секция удлиняется на Δl_i. Общее удлинение

$$\Delta l = \Delta l_1 + \Delta l_2 + \Delta l_3 + \ldots + \Delta l_n,$$

где Δl_1 — удлинение первой секции труб (в см), считая от устья, при приложении силы P,

$$\Delta l_1 = L_1/k_1, \quad \Delta l_2 = L_2/k_2, \ \ldots, \ \Delta l_n = L_n/k_n.$$

При фактически полученной величине Δl глубину прихвата определяют методом последовательного расчета Δl_1, Δl_2, ..., Δl_n до получения равенства $\Delta l = \sum \Delta l_i$.

Длины секций L_1, L_2, ..., L_n известны из фактической компоновки, величины k_1, k_2, ..., k_n определяют по табл. 9.28.

Таблица 9.28

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сила натяжения P, кН					
		50	100	150	200	250	300
		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

Продолжение табл. 9.28

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сила натяжения P, кН					
		50	100	150	200	250	300
60,3	5	38,4	19,2	12,8	9,6	7,7	6,4
	7,1	51,6	25,8	17,2	12,9	10,3	8,6
73,0	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
	9,2	81,6	40,8	27,2	20,4	16,3	13,6
88,9	7	79,5	39,7	26,4	19,8	15,9	13,2
	9	98,8	49,4	32,9	24,7	19,8	16,5
	9,3	103,2	51,6	34,4	25,8	20,6	17,2
	11,4	120,8	60,4	40,2	30,2	24,2	20,1
101,6	6,6	87,0	43,5	29,0	21,8	17,4	14,5
	8,4	108,7	54,3	36,2	27,2	21,7	18,1
	9,6	122,4	61,2	40,8	30,6	24,5	20,4
114,3	8	118,2	59,1	39,4	29,6	23,6	19,7
	8,6	126,0	63,0	42,0	31,5	25,2	21,0
	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
	10,9	156,5	78,2	52,1	39,1	31,3	26,1
127,0	9,2	150,0	75,0	50,0	37,5	30,0	25,0
	12,7	201,0	100,5	57,0	50,2	40,1	33,4
139,7	9	163,3	81,6	54,4	40,8	32,7	27,2
	9,2	166,0	83,0	55,5	41,5	33,3	27,7
	10	180,0	90,0	60,0	45,0	36,0	30,0
	10,5	188,0	94,0	62,7	47,0	37,6	31,4
	11	196,5	98,2	65,5	49,1	39,3	32,7
	12	213,0	106,5	71,0	53,2	42,5	35,4
		АБТ					
54	9	18,7	9,4	6,2	4,7	—	—
73	9	26,6	13,3	8,9	6,7	5,3	—
90	9	33,7	16,8	11,2	8,4	6,7	5,6
103	9	39,1	19,6	13,0	9,8	7,8	6,5
108	9	41,2	20,6	13,7	10,3	8,2	6,8
114	10	48,0	24,0	16,0	12,0	9,6	8,0
129	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
	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
	17	102,1	51,1	34,0	25,5	20,4	17,0
170	11	80,8	40,4	26,9	20,2	16,2	13,5
	13	94,4	47,2	31,5	23,6	18,9	15,7

Продолжение табл. 9.28

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Сила натяжения P, кН					
		50	100	150	200	250	300
		НКТ					
48,3	3,7	23,0	11,5	7,6	5,7	—	—
	5,1	30,6	15,3	10,2	7,6	—	—
	5,6	33,2	16,6	11,1	8,4	—	—
60,3	4,8	37,0	18,5	12,3	9,2	7,4	—
	5,0	40,1	20,0	13,4	10,0	8,0	—
	5,5	41,8	20,9	13,9	10,4	8,3	—
	6,6	49,0	24,6	16,4	12,3	9,8	—
	7,1	51,6	25,8	17,2	12,9	10,3	—
	8,5	60,8	30,4	20,3	15,2	12,2	—
73,0	5,5	51,6	25,8	17,1	12,9	10,3	8,6
	7	64,0	32,0	21,4	16,0	12,8	10,7
	7,8	70,8	35,4	23,5	17,7	14,1	11,5
	8,6	76,8	38,4	25,6	19,2	15,4	12,8
	9,2	81,6	40,8	27,2	20,4	16,3	13,6
	10,0	87,2	43,6	29,1	21,8	17,5	14,5
	10,3	89,4	44,7	29,8	22,4	17,8	14,9
	11,2	95,8	47,9	32,0	23,9	19,1	16,0
88,9	6,5	74,2	37,1	24,7	18,5	14,8	12,4
	7,4	83,5	41,7	27,9	20,9	16,7	13,9
	9,5	104,4	52,2	34,8	26,1	20,9	17,1
	10,5	113,5	56,8	37,9	28,4	22,8	18,9
	11,4	120,8	60,4	40,2	30,2	24,2	20,1
	12,1	128,5	64,2	42,8	32,1	25,7	21,4
	12,4	131,0	65,6	43,7	32,8	26,3	21,9
	13,0	136,5	68,2	45,5	34,1	27,3	22,8
	13,5	141,0	70,5	46,8	35,2	28,2	23,4
101,6	6,7	87,0	43,5	29,0	21,8	17,4	14,5
	7,3	95,2	47,6	29,8	23,8	19,0	15,9
	8,1	104,8	52,4	35,0	26,2	21,0	17,5
	8,4	108,7	54,3	36,2	27,2	21,7	18,1
	9,7	123,5	61,7	41,1	30,8	24,7	20,6
	10,9	137,0	68,5	45,5	34,2	27,4	22,8
	12,7	156,0	78,0	52,0	39,0	31,2	26,0
	15,5	184,5	92,2	61,5	46,1	36,9	30,7
114,3	6,4	95,5	47,7	31,8	23,8	19,1	15,9
	7,0	103,8	51,9	34,6	25,9	20,7	17,3
	7,4	109,2	54,6	36,4	27,3	21,8	18,2
	8,6	126,0	63,0	42,0	31,5	25,2	21,0
	9,5	137,5	68,7	45,7	34,3	27,5	22,8
	10,2	146,8	73,4	48,8	36,6	29,3	24,4
	10,9	156,5	78,2	52,1	39,1	31,3	26,1
	12,7	178,0	89,0	59,4	44,5	35,6	29,7
	14,2	196,8	98,4	65,5	49,2	39,3	32,8
	16,0	218,0	109,0	72,5	54,4	43,5	36,2

10. КОЛОННА НКТ

10.1. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НКТ

Таблица 10.1

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Завод-изготовитель
60,3	5,0	Д, К	Первоуральский новотрубный завод Азербайджанский трубопрокатный завод
73,0	5,5; 7,0 5,5	Д, К	Первоуральский новотрубный завод Руставский металлургический завод
88,9	6,5	Д, К	Первоуральский новотрубный завод Азербайджанский трубопрокатный завод
114,3	7,0	Д, К	Первоуральский новотрубный завод Азербайджанский трубопрокатный завод

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НКТ

ГОСТ 633—80

Таблица 10.2

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Минимальный диаметр, мм	Диаметр муфты, мм	Масса 1 м с учетом муфты, кг
	Гладкие (резьба закругленного профиля или НКМ)			
60,3	5,0	47,9	73,0	6,9
73,0	5,5	59,6	88,9	9,5
73,0	7,0	56,6	88,9	11,7
88,9	6,5	72,7	108,0	13,6
114,3	7,0	97,1	132,1	19,0
	С высаженными наружу концами			
60,3	5,0	47,9	77,8	7,0
73,0	5,5	59,6	93,2	9,5
73,0	7,0	56,6	93,2	11,7
88,9	6,5	72,7	114,3	13,6
88,9	8,0	69,7	114,3	16,4
114,3	7,0	97,1	141,3	19,1

СОЕДИНЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ НКТ
СТАНДАРТЫ АНИ, КАТАЛОГИ ФИРМ

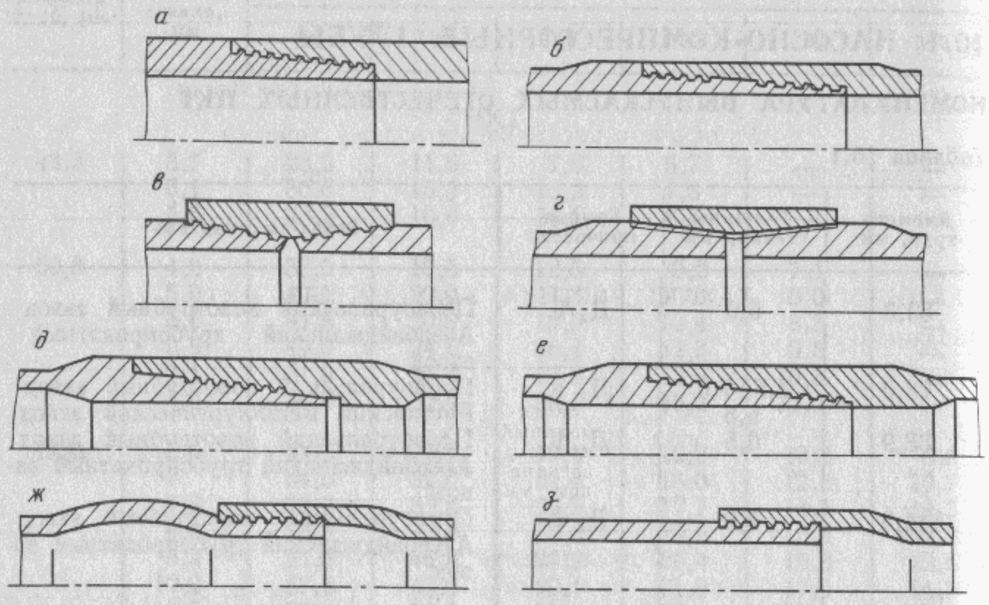


Рис. 10.1. Соединения НКТ:

а — FL-3S, FL-4S; *б* — CFJ-P, «Сапэ FJ»; *в* — резьба закругленного профиля, BAM, «Баттресс», TDS, TC-4S, «Сеал-Лок» «НУ-Лок», NK-2SC NK-3SB; *г* — резьба закругленного профиля; *д* — «Экстрем-Лайн», IJ-3S, IJ-4S, IJ-3SS, DS-HT, DSS-HT; *е* — CS, A-95, PH-4, PH-6; *ж* — «Омега»; *з* — GST

Таблица 10.3

Тип соединения	Фирма-изготовитель
Безмуфтовые гладкие	
CFJ-P, «Сапэ FJ»	«Хайдрил»
FL-3S, FL-4S	«Атлас Бредфорд»
Безмуфтовые с высадкой наружу	
«Экстрем-Лайн»	Большинство фирм
A-95, CS, PH-4, PH-6	«Хайдрил»
ДС-НТ, ДСС-НТ, IJ-3S, IJ-3SS, IJ-4S	«Атлас Бредфорд»
NK-EL	«Ниппон Кокан»
Безмуфтовые раструбные	
«Омега»	«Маннесман»
GST	«Стремлайн»
Муфтовые гладкие	
Круглая резьба, «Батресс»	Все фирмы
VAM	«Валлоурек»
«НУ-Лок», «Сеал-Лок»	«Армко»
NK-2SC, NK-3 SB	«Ниппон Кокан Корпорейшн»

Продолжение табл. 10.3

Тип соединения	Фирма-изготовитель
ТДС	«Маннесман»
ТС-4S	«Атлас Бредфорд»
Муфтовые с высаженными наружу концами	
Круглая резьба	Все фирмы

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ НКТ

Таблица 10.4

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Минимальный внутренний диаметр, мм	Максимальный диаметр соединения, мм	Масса 1 м с учетом соединения, кг	Тип соединения (резьба)
Трубы гладкие безмуфтовые					
60,3	4,83	48,92	64,1	6,6	FL-3S, FL-4S, CFJ-P, «Сапэ FJ»
	5,54	46,84	64,1	7,5	«Сапэ FJ»
	7,12	43,71	60,3	9,3	FL-3S, FL-4S
73,0	7,01	56,61	73,0	9,7	FL-3S, FL-4S
	7,82	55,00	73,0	12,6	То же
	9,19	52,26	73,0	14,4	»
88,9	9,35	67,03	91,3	18,3	FL-3S, FL-4S, «Сапэ FJ»
	11,40	62,92	91,3	21,8	То же
101,6	7,26	83,90	104,0	16,9	FL-3S, FL-4S, «Сапэ FJ»
	8,38	81,67	104,0	19,2	То же
114,3	6,35	98,43	114,3	16,9	FL-3S, FL-4S
	7,37	96,39	116,7	19,0	FL-3S, FL-4S, «Сапэ FJ»
	8,56	94,01	114,3	22,3	FL-3S, FL-4S
	9,47	92,18	114,3	24,5	То же
	10,92	89,28	114,3	27,8	»
	12,70	85,73	114,3	31,8	»
Трубы гладкие муфтовые					
60,3	4,24	49,40	73,0	6,0	Круглая резьба, NK-2SC, NK-3SB
	4,83	48,92	73,0	6,8	Круглая резьба, VAM, «Батресс», НУ-Лок», «Сеал-лок», TDS, TC-4S, NK-2SC, NK-3SB
	5,54	46,84	73,0	7,6	VAM, TC-4S
	6,45	45,0	73,0	8,6	Круглая резьба, VAM, NK-2SC, NK-3SB
	6,63	44,68	73,0	9,2	TC-4S
	7,12	43,71	72,5	9,4	VAM
	8,53	40,86	76,2	10,9	VAM, TC-4S

Продолжение табл. 10.4

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Минимальный внутренний диаметр, мм	Максимальный диаметр соединения, мм	Масса 1 м с учетом соединения, кг	Тип соединения (резьба)
73,0	5,51	59,61	88,9	9,5	Круглая резьба, VAM, NK-2SC, NK-3SB
	7,01	56,61	88,9	11,5	VAM, TC-4S, NK-2SC, NK-3SB
	7,82	55,0	88,9	12,8	Круглая резьба, VAM, TC-4S, «Сеал-лок», TDS, NK-2SC, NK-3SB
	8,64	53,37	88,9	14,1	TC-4S
	9,19	52,26	87,1	14,4	VAM
	10,28	50,08	92,1	15,9	VAM, TC-4S
	11,18	48,29	92,1	17,3	TC-4S
88,9	5,49	74,75	108,0	11,5	Круглая резьба, VAM, NK-2SC, NK-3SB
	6,45	72,83	108,0	13,7	То же
	7,34	71,05	99,5	15,2	VAM, NK-2SC, NK-3SB
	9,52	66,68	108,0	18,9	Круглая резьба, VAM, NK-2SC, NK-3SB
	10,50	64,72	105,1	20,4	VAM
	11,43	62,88	105,1	21,9	VAM
	12,09	61,54	111,1	23,5	TC-4S
	12,40	60,92	108,0	23,5	VAM
	12,95	59,82	111,1	24,8	TC-4S
101,6	5,74	86,95	120,6	14,1	Круглая резьба, VAM, NK-2SC, NK-3SB
	6,65	85,12	110,9	16,2	VAM
	8,38	81,67	117,5	19,4	VAM, TC-4S
	9,65	79,13	117,2	22,0	VAM
	10,92	76,59	117,2	24,6	VAM
	15,49	67,44	127,0	33,9	TC-4S
114,3	6,88	97,36	132,1	18,8	Круглая резьба, VAM
	7,37	96,39	132,1	20,1	TC-4S, TDS
	8,56	94,01	132,1	23,1	То же
	9,47	92,18	133,4	25,1	TC-4S
	10,92	89,28	133,4	28,0	VAM, TC-4S
	12,70	85,73	136,5	32,1	TC-4S
Трубы с высаженными наружу концами, муфтовые					
60,3	4,83	48,92	77,8	7,0	Круглая резьба
	6,45	45,00	77,8	8,9	То же
73,0	5,51	59,61	93,2	9,7	»
	7,82	55,00	93,2	13,0	»
88,9	6,45	72,83	114,3	13,8	Круглая резьба
	9,52	66,68	114,3	19,3	То же
101,6	6,65	85,12	127,0	16,4	»
114,3	6,68	97,36	141,3	19,0	»

Продолжение табл. 10.4

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Минимальный внутренний диаметр, мм	Максимальный диаметр соединения, мм	Масса 1 м с учетом соединения, кг	Тип соединения (резьба)
Трубы с высаженными концами, безмуфтовые					
60,3	4,83	48,92	76,2	7,0	CS, A-95, DS-HT, DSS-HT, IJ-3S, IJ-4S, IJ-3SS, NK-EL, «Экстрем-Лайн», «Омега»
	5,54	46,84	69,9	7,9	CS, DSS-HT, IJ-3SS, IJ-4S, NK-EL
	6,63	44,68	73,9	9,2	DSS-HT, IJ-3SS, IJ-4S
	8,53	40,86	79,6	11,4	PH-6, DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS
73,0	5,51	59,61	88,9	9,7	NK-EL
	7,01	56,61	92,1	11,8	PH-6, NK-EL, DSS-HT, IJ-4S IJ-3SS
	7,82	55,0	92,1	13,0	PH-6, «Экстрем-Лайн», NK-EL, DSS-HT, IJ-3SS, IJ-4S, «Омега»
	8,64	53,37	92,3	14,1	PH-6, DSS-HT, IJ-4S
	9,96	50,72	93,7	15,9	PH-6
	10,28	50,08	95,5	16,4	PH-4, PH-6, DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS
	11,18	48,29	95,5	17,3	PH-4, NK-EL, DSS-HT, IJ-4S,
88,9	6,45	72,83	108,0	13,8	NK-EL
	9,35	67,03	109,5	19,1	PH-6
	9,53	66,68	108,0	19,3	NK-EL
	12,09	61,54	114,3	23,5	PH-6, DSS-HT, IJ-4S
	12,95	59,82	115,9	24,8	PH-4, PH-6, DSS-HT, IJ-4S
	13,46	58,80	115,9	25,4	PH-4, NK-EL, «Экстрем-Лайн»
101,6	8,38	81,67	117,5	19,9	PH-4, DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS
	12,70	73,03	127,0	28,3	PH-4
	15,49	67,44	131,8	33,5	PH-4, DSS-HT, IJ-4S
114,3	7,37	96,39	126,0	20,1	CS, DSS-HT, IJ-4S
	8,56	94,01	132,1	23,1	PH-6, DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS
	9,47	92,18	132,1	25,1	DSS-HT; IJ-4S
	10,92	89,28	134,9	28,6	PH-6, DSS-HT, IJ-4S, IJ-3SS
	12,70	85,73	139,7	32,1	PH-4, DSS-HT, IJ-4S
	14,22	82,67	141,3	36,6	PH-4
	16,00	79,12	144,5	39,4	PH-4

Примечание. Данные по НКТ диаметрами 26,7—52,4 мм не приведены из-за отсутствия из поставки в СССР.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НКТ

ГОСТ 633—80, РД 39-1-108—78

Таблица 10.5

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Допустимая растягивающая нагрузка, кН						Допустимое внутреннее давление, МПа						Сминающее давление, МПа					
		Резьба закругленного профиля																	
		Гладкие трубы			Трубы с высадкой наружу			Упорная резьба (НКМ)			Гладкие трубы			Упорная резьба (НКМ)			Гладкие трубы		
		Д	К	Е	Д	К	Е	Д	К	Е	Д	К	Е	Д	К	Е	Д	К	Е
60,3	5,0	200	270	290	320	420	470	260	350	380	61,7	81,2	89,4	47,5	61,2	66,6			
73,0	5,5	290	380	420	430	570	630	360	480	520	56,1	73,8	81,2	41,6	53,4	68,1			
73,0	7,0	390	520	570	540	710	780	470	620	680	71,4	94,0	103,4	57,3	74,5	81,3			
88,9	6,5	435	570	630	620	820	900	540	710	780	54,5	71,6	78,8	40,2	51,4	55,4			
88,9	8,0	—	—	—	750	990	1090	670	880	970	67,0	88,2	97,0	52,9	68,6	75,0			
114,3	7,0	550	730	800	880	1150	1270	760	1000	1110	45,6	60,0	66,0	30,9	38,7	41,2			

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ НЕКОРРОЗИОННОСТОЙКИХ НКТ

Таблица 10.6

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Допустимая растягивающая нагрузка, кН				Допустимое внутреннее давление, МПа		Сминающее давление, МПа	
		гладкие трубы с круглой резьбой		все остальные соединения					
		N80	P 105	N 80	P 105	N 80	P 105	N 80	P 105
60,3	4,2	270	—	—	—	68,7	—	67,8	—
	4,8	320	420	460	610	77,2	101,4	81,2	107,0
	5,5	—	—	530	690	88,6	116,3	92,0	121,0
	6,5	460	600	610	790	103,2	135,5	105,4	138,0
	6,6	—	—	620	810	106,0	139,2	107,8	141,5
	7,1	—	—	650	860	113,8	149,4	114,7	150,6
	8,5	—	—	760	1000	136,6	179,2	134,0	175,9
73,0	5,5	470	610	640	840	72,9	95,6	77,0	96,6
	7,0	630	820	800	1050	92,7	121,6	95,7	125,7
	7,8	710	930	880	1160	103,4	135,8	105,5	138,5
	8,6	—	—	960	1270	114,1	149,7	114,9	150,9
	9,2	—	—	1020	1330	121,5	159,5	121,4	159,4
	10,3	—	—	1120	1460	136,0	178,5	133,5	175,2
	11,2	—	—	1190	1570	147,7	193,7	142,9	187,6
88,9	5,5	580	—	790	1040	59,6	78,2	54,2	65,1
	6,5	710	930	920	1200	70,1	91,9	72,6	90,0
	7,3	820	—	1040	1360	79,7	104,6	83,6	109,7
	9,5	1100	1430	1310	1710	103,4	135,8	105,5	138,5
	10,5	—	—	1430	1880	114,7	150,6	115,5	157,6
	11,4	—	—	1530	2010	124,0	162,8	123,4	161,9
	12,1	—	—	1610	2110	131,2	172,2	129,5	170,0
	12,4	—	—	1640	2160	134,6	176,6	132,4	173,8
	13,0	—	—	1700	2230	140,5	184,4	137,3	180,1
101,6	5,7	640	—	950	1250	54,5	71,6	45,4	53,2
	6,7	—	—	1090	1440	63,2	83,0	60,6	73,8
	8,4	—	—	1350	1770	79,6	104,5	83,5	109,6
	9,7	—	—	1540	2020	91,7	120,4	94,8	124,5
	10,9	—	—	1710	2250	103,8	136,2	105,8	138,9
	12,7	—	—	1950	2560	120,5	158,3	120,5	158,3
	15,5	—	—	2310	3030	147,1	193,1	142,5	187,0
114,3	6,9	930	—	1280	1680	58,1	76,3	51,7	61,7
	7,3	—	—	1360	1790	62,1	81,5	58,8	71,3
	8,6	—	—	1570	2060	72,2	94,8	76,4	95,2
	9,5	—	—	1720	2260	80,0	104,9	83,8	110,0
	10,9	—	—	1950	2560	92,2	121,0	95,2	125,0
	12,7	—	—	2230	2930	107,2	140,7	108,9	142,9
	14,2	—	—	2470	3230	120,0	157,6	120,0	157,7
	16,0	—	—	2720	3570	135,0	177,3	132,7	174,1

Примечание. Толщина стенки приведена с округлением до 0,1 мм.

ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ ЗАРУБЕЖНЫХ НКТ

СТАНДАРТ АНИ, КАТАЛОГИ ФИРМ «СУМИТОМО МЕТАЛ», «НИППОН КОКАН КОРПОРЕЙШН», «ВАЛЛОУРЕК»

Таблица 10.7

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Допустимое внутреннее давление, МПа					Сминающее давление, МПа				
		С-75-II	80S	АС-85	С-90, 90S, АС-90	С-95, 95S, АС-95	С-75-II	80S	АС-85	С-90, 90S, АС-90	С-95, 95S, АС-95
60,3	4,2	65	68	—	76	80	67	69	—	75	78
	4,8	72	77	84	88	92	75	81	88	91	95
	5,5	83	89	—	100	105	86	92	—	104	109
	6,5	97	103	112	115	123	99	105	114	123	125
	7,1	107	114	—	128	135	108	115	—	129	136
	8,5	128	—	—	—	162	126	—	—	—	159
73,0	5,5	68	73	79	82	86	72	77	83	85	89
	7,0	87	93	—	104	110	90	96	—	108	114
	7,8	97	103	112	116	123	99	105	114	118	125
	9,2	114	121	—	137	144	114	121	—	137	144
	10,3	127	—	—	153	161	125	—	—	150	159
88,9	5,5	56	—	—	67	71	52	—	—	59	61
	6,5	66	70	76	79	83	69	73	78	80	83
	7,3	75	80	—	90	95	78	83	—	94	99
	9,5	97	103	112	116	123	99	105	114	119	125
	10,5	107	114	—	129	136	108	115	—	130	137
	11,4	116	124	—	140	147	116	124	—	139	146
	12,4	126	—	—	151	160	124	—	—	149	157
101,6	5,7	51	54	—	61	65	44	45	—	49	50
	6,7	59	63	68	71	75	58	61	64	66	69
	8,4	75	—	—	90	95	78	—	—	94	99
	9,7	86	—	—	103	109	89	—	—	107	112
	10,9	97	—	—	117	123	99	—	—	119	126
114,3	6,9	54	58	63	65	69	50	52	55	56	58
	10,9	86	92	—	104	—	89	95	—	107	—

ДОПУСТИМЫЕ РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ ДЛЯ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ НКТ (В кН)

СТАНДАРТ АНИ, КАТАЛОГИ ФИРМ «СУМИТОМО МЕТАЛ», «НИППОН КОКАН КОРПОРЕЙШН», «ВАЛЛУОРЕК»

Таблица 10.8

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Гладкие трубы с крупной резьбой					Трубы с высаженными концами с крупной резьбой. Все трубы с упорной резьбой				
		С-75-II	80S	АС-85	С-90, 90S, АС-90	С-95, 95S, АС-95	С-75-II	80S	АС-85	С-90, 90S, АС-90	С-95, 95S, АС-95
60,3	4,2	250	270	—	300	320	—	—	—	—	—
	4,8	300	320	340	360	380	430	460	490	520	550
	5,5	—	—	—	—	—	490	520	—	590	630
	6,5	430	460	480	510	540	570	600	640	670	710
	7,1	—	—	—	—	—	610	650	—	740	780
	8,5	—	—	—	—	—	710	—	—	860	910
73,0	5,5	440	470	500	530	550	600	640	680	720	760
	7,0	590	—	—	700	—	750	800	—	900	950
	7,8	660	710	750	790	840	830	880	940	990	1050
	9,2	—	—	—	—	—	950	1010	—	1140	1200
	10,3	—	—	—	—	—	1040	—	—	1250	1300
88,9	5,5	540	580	—	650	680	740	—	—	890	940
	6,5	660	700	750	790	840	860	920	980	1030	1090
	7,3	770	820	—	920	970	970	1030	—	1160	1230
	9,5	1030	1090	1160	1230	1300	1220	1310	1390	1470	1550
	10,5	—	—	—	—	—	1330	1420	—	1600	1700
	11,4	—	—	—	—	—	1430	1530	—	1720	1820
	12,4	—	—	—	—	—	1540	—	—	1840	1950
101,6	5,7	600	640	—	720	760	890	—	—	1070	1140
	6,7	—	—	—	—	—	1020	1090	1160	1230	1300
	8,4	—	—	—	—	—	1270	—	—	1520	1600
	9,7	—	—	—	—	—	1430	—	—	1730	1820
	10,9	—	—	—	—	—	1600	—	—	1920	2020
114,3	6,9	870	930	990	1040	1100	1200	1280	1360	1440	1520
	10,9	—	—	—	—	—	1830	1950	—	2200	—

10.2. РАСЧЕТ КОЛОННЫ НКТ

Колонны НКТ спускают в скважины для проведения испытания на продуктивность пласта или для эксплуатации. Методики расчета свободно подвешенных колонн НКТ и при наличии пакера несколько различны. В настоящей методике принято условие спуска НКТ в кровлю продуктивного горизонта (пласта), а также то, что распределение наружного и внутреннего давлений между граничными точками — линейное. При определении внутренних и наружных давлений в наклонных скважинах ($\alpha > 5°$) все отметки глубин граничных точек необходимо пересчитывать на вертикальную проекцию траектории ствола. При интенсивности искривления ствола менее 0,5°/10 м коэффициент запаса прочности на растяжение можно применять как для вертикальных скважин. Коэффициенты запаса прочности для зарубежных труб принимаются аналогично отечественным.

I. 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 отличаются на величину не больше допустимой депрессии 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 на растяжение (при проведении работ по гидроперфорации учитывают дополнительные усилия от внутреннего давления):

$$Q_к = \sum (q_i l_i \cos\alpha) + 11\,(p_в)_у F \leqslant \frac{0{,}1\,[Q]}{n_{стр}},$$

где $Q_к$ — масса спускаемой колонны до проверяемого сечения, кг; q_i — масса 1 м труб в спускаемой i-й секции, кг/м; l_i — длина i-й спускаемой секции, м; α — угол наклона скважины в интервале спуска i-й секции, градус; $(p_в)_у$ — давление на устье при проведении каких-либо работ, МПа; F — площадь проходного канала трубы на устье, см²; $[Q]$ — допустимая нагрузка на растяжение для труб в проверяемом сечении (берется по приведенным выше таблицам), кН; $n_{стр}$ — коэффициент запаса прочности труб на растяжение (принимается согласно рис. 10.2 в зависимости от градиента изменения угла траектории ствола скважины).

Давление на устье, МПа,

$$(p_в)_у = \sum [(\Delta p_i + \Delta p_{зi})\,\rho_в l_i] + \Delta p_н \rho_в,$$

где Δp_i, $\Delta p_{зi}$ — потери давления в трубном и затрубном пространстве i-й секции на длине 1 м (определяется по таблицам), МПа/м; $\Delta p_н$ — потери давления в насадках (определяются по таблицам), МПа; $\rho_в$ — плотность промывочной жидкости, г/см³.

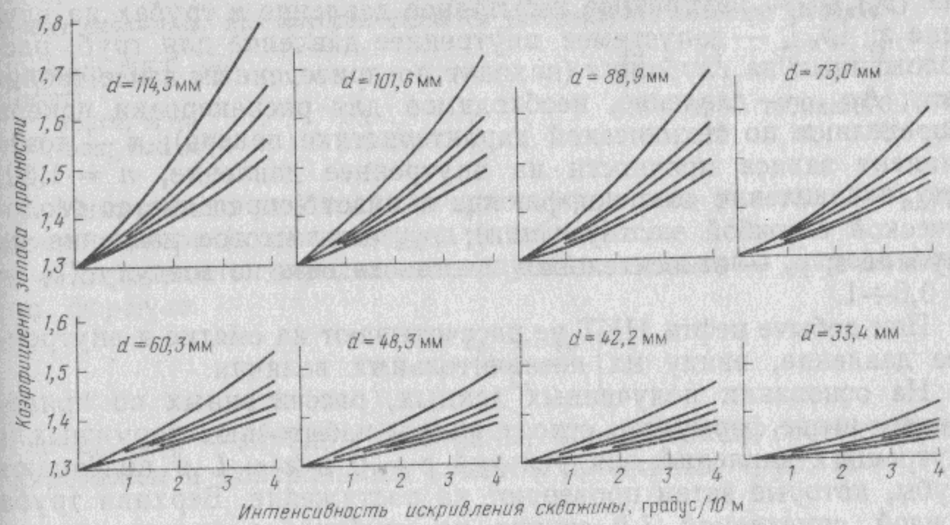


Рис. 10.2. Зависимость коэффициента запаса прочности НКТ от интенсивности искривления ствола
Кривые соответствуют группам прочности стали (сверху вниз): Д, К, Е, Л, М

Так как

$$\Delta p_н \rho_в \gg \sum [(\Delta p_i + \Delta p_{зi})\,\rho_в l_i],$$

при расчетах можно принимать $(p_в)_у \simeq \Delta\, p_н \rho_в$.

Колонну рассчитывают методом снизу вверх.

II. КОЛОННА НКТ, ОБОРУДОВАННАЯ ПАКЕРОМ

Трубы рассчитывают на смятие при эксплуатации только газовых скважин в момент закрытия клапана-отсекателя, т. е. когда $p_в = 0$:

$$(p_н)_{изб} = p_{нz} = 10^{-2}\rho_н z \leqslant \frac{[p_{см}]_z}{m},$$

где $\rho_н$ — средняя плотность жидкости, находящейся над пакером в межтрубном пространстве, г/см³; $[p_{см}]_z$ — допустимое давление смятия труб, расположенных на глубине z (определяют по приведенным выше таблицам), МПа; m — коэффициент запаса прочности на смятие, $m = 1{,}15$.

На внутреннее давление трубы рассчитывают при распакеровке, закачке флюида в пласт или закрытии задвижки фонтанной арматуры эксплуатируемой газовой скважины. Трубы должны удовлетворять условию соответственно

$$\left.\begin{aligned}
(p_в)_{изб.\,z} &= 10^{-2}(\rho_в - \rho_н)z + \Delta p_{пак} \leqslant [p_в]_z/n,\\
(p_в)_{изб.\,z} &= 10^{-2}(\rho_в - \rho_н)_z + \Delta p_{зак} \leqslant [p_в]_z/n,\\
(p_в)_у &= p_{пл}\frac{2-S}{2+S} \leqslant [p_в]/n, \qquad S = 10^{-4}\rho_г L,
\end{aligned}\right\}$$

где $(p_в)_{изб\ z}$ — внутреннее избыточное давление в трубах на глубине z; $[p_в]_z$ — допустимое внутреннее давление для труб, расположенных на глубине z (находят по приведенным выше таблицам); $\Delta p_{пак}$ — давление, необходимое для распакеровки пакера (определяют по технической характеристике пакера); n — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление, $n = 1{,}32$; $\Delta p_{зак}$ — давление закачки флюида в пласт (определяется геологической службой эксплуатации); $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине z; $\rho_г$ — относительная плотность газа по воздуху, $\rho_г = 0{,}6 \div 1$.

При добыче нефти НКТ не рассчитывают на смятие и внутреннее давление, ввиду их незначительных величин.

На основании полученных данных, рассчитанных по приведенным выше 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-й секции на глубине ее спуска должна удовлетворять условиям

$$\left.\begin{aligned} Q_i = 10Q_0 + 10^2 \Delta p_{пак} F_i \leqslant [Q]/n_{стр}, \\ Q_i = 10Q_0 + \Delta Q_{пак} \leqslant [Q]/n_{стр}, \\ Q_i = 10Q_0 + 10^2 \Delta p_{зак} F_i \leqslant [Q]/n_{стр}, \\ Q_i = 10Q_0 - Q_{раз} - 240F_i \Delta t_z + 47\,(p_в)_у d_i^2 - \\ - 0{,}235z\,(D_i^2\rho_н - d_i^2\rho_в) \leqslant [Q]/n_{стр}, \end{aligned}\right\}$$

где Q_0 — масса хвостовика, пакерующего устройства и нижерасположенных НКТ; $Q_{пак}$ — усилие снятия пакера (берется по технической характеристике пакера), кН; $Q_{раз}$ — усилие разгрузки на гидромеханический или механический пакер (берется по технической характеристике пакера, для гидравлического пакера $Q_{раз} = 0$); D_i, d_i — наружный и внутренний диаметры труб i-й секции, см; Δt_z — средняя температура нагрева труб на глубине z в процессе испытания или эксплуатации (при охлаждении знак плюс),

$$\Delta t_z = \frac{L - z}{2L}(t_3 - t_1 + t_4 - t_2);$$

t_1 и t_3 — температура на устье скважины до и в процессе эксплуатации (испытания), °С; t_2 и t_4 — температура на глубине установки пакера до и во время эксплуатации (испытания), °С.

При несоблюдении условия прочности верхней трубы i-й секции колонны на растяжение, часть секции заменяют более прочными трубами. Длину заменяемой секции находят методом последовательного приближения.

Расчет на устойчивость свободно подвешенной колонны НКТ производится при дебитах скважины, превышающих указанные ниже величины.

Дебит скважины, при котором теряется устойчивость колонны НКТ

Диаметр НКТ, мм	48	60	73	102	114
Дебит:					
нефти, м³/ч	545	920	1400	2870	3700
газа, тыс. м³/ч	6	10	14	28	35

Минимально необходимая длина «ровного» участка для установки пакера (в м) приведена в табл. 10.9.

Погрешность определения глубины скважины определяется по формуле

$$\varepsilon = \left| \frac{L_к - L_{тр}}{L_к} \right|,$$

где $L_к$, $L_{тр}$ — глубины скважины, определенные соответственно каротажем и контрольным замером бурильных труб, м.

Таблица 10.9

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	6	7
1500	3,5	5	6	8	10
2000	4,0	6	8	10	12
2500	4,5	7	10	12	14
3000	5,0	8	11	14	17
3500	5,5	9	13	16	20
4000	6,0	10	14	18	22
4500	6,5	11	16	20	25
5000	7,0	12	17	22	27
5500	7,5	13	19	24	30
6000	8,0	14	20	26	33

Длина вписываемой компоновки испытательного оборудования (м) для осуществления нормального спуска его в скважину не должна превышать

$$l_и \leqslant 2\sqrt{2R\left(D_с - \frac{D_р - d_и}{2}\right)},$$

где R — минимальный радиус искривления траектории ствола скважины в интервале спуска испытательного оборудования, м; $D_с$, $D_р$, $d_и$ — диаметры соответственно скважины, резинового элемента в транспортном положении и корпуса узлов испытательного оборудования, м.

Значения нагрузок, необходимых при распакеровке, приведены в табл. 10.10.

Величины дополнительных растягивающих нагрузок (в кН) при работе ясом в момент снятия пакера представлены в табл. 10.11.

Таблица 10.10

Диаметр, мм		Нагрузка, кН	Диаметр, мм		Нагрузка, кН
скважины	резинового элемента		скважины	резинового элемента	
76	67	17	187,3	170	74
93	87	18	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
121	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 10.11

Шифр яса	Давление в затрубном 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

10.3. ОСНАСТКА КОЛОНН НКТ

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ НКТ

ГОСТ 23979—80

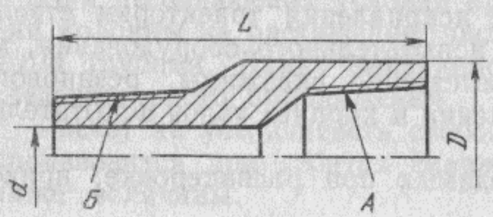


Рис. 10.3. Переводник для НКТ

Таблица 10.12

Обозначение	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	
					А	Б
Трубы с резьбой 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	246	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 В89×60	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
П 73×48	90,0	40,3	190	2,8	73	48
П 73×В48	90,0	40,3	190	3,1	73	В48
П 60×89	74,0	50,3	210	3,1	60	89
П 60×73	74,0	50,3	165	1,9	60	73
П В60×60	79,0	50,3	180	2,8	В60	60

Продолжение табл. 10.12

Обозначение	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба	
					А	Б
П В60×48	79,0	40,3	180	2,5	В60	48
П В60×В48	79,0	40,3	180	2,6	В60	В48
П 60×48	74,0	40,3	170	2,1	60	48
П 60×В48	74,0	40,3	180	2,7	60	В48
Трубы муфтовые с резьбой 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

Примечания. 1. Переводники изготовляют из стали той же группы прочности, что и трубы. 2. Обозначение резьбы труб: В — с высаженными наружу концами, Г — высокогерметичные типа НКМ.

ПЕРЕВОДНИКИ КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ ДЛЯ НКТ

ТУ 39-954—85, ТУ 39-1067—85

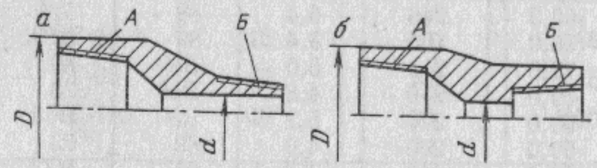


Рис. 10.4. Переводник для НКТ коррозионностойкий

Таблица 10.13

Обозначение	Резьба		D, мм	d, мм	Масса, кг	Допустимая растягивающая нагрузка, кН
	А	Б				
Переходные (рис. 10.4, а)						
6 ПКН-НКМ 114×89	НКМ 114	НКМ 89	139	76	7	—
6 ПКН-НКМ 89×73	НКМ 89	НКМ 73	108	59	4	—
6 ПКН-НКМ 73×60	НКМ 73	НКМ 60	89	50	2	—
25 ПКН-НКМ 114×89	НКМ 114	НКМ 89	133	76	7	880
25 ПКН-У-НКМ 114×89	НКМ 114	НКМ 89	133	66	7	1600
25 ПКН-НКМ 102×89	НКМ 102	НКМ 89	121	76	6	880
25 ПКН-У-НКМ 102×89	НКМ 102	НКМ 89	121	66	6	1600
25 ПКН-НКМ 89×73	НКМ 89	НКМ 73	108	59	4	770

Продолжение табл. 10.13

Обозначение	Резьба		D, мм	d, мм	Масса, кг	Допустимая растягивающая нагрузка, кН
	А	Б				
25 ПКН-У-НКМ 89×73	НКМ 89	НКМ 73	108	51	4	1200
25 ПКН-НКМ 73×60	НКМ 73	НКМ 60	89	50	2	410
Двухмуфтовые (рис. 10.4, б)						
6 ПКМ-НКМ 114×89	НКМ 114	НКМ 89	139	74	8	—
6 ПКМ-НКМ 89×73	НКМ 89	НКМ 73	108	60	5	—
6 ПКМ-НКМ 73×60	НКМ 73	НКМ 60	89	50	3	—
25 ПКМ-НКМ 114×89	НКМ 114	НКМ 89	133	74	8	2800
25 ПКМ-НКМ 102×89	НКМ 102	НКМ 89	123	74	7	2800
25 ПКМ-НКМ 89×73	НКМ 89	НКМ 73	108	60	5	1890
25 ПКМ-НКМ 73×60	НКМ 73	НКМ 60	89	50	3	1400

Примечания. 1. Цифры 6 и 25 — предельное содержание сероводорода и углекислоты во флюиде, %. 2. Смазки для свинчивания труб: Р-416, Р-406 или Р-113. 3. Гарантийный ресурс — четыре цикла свинчивания.

Расход смазки на одно соединение при свинчивании НКТ

Диаметр, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
Расход смазки, г	10	15	20	30	35	40

Шаблоны НКТ (размеры в мм)

Наружный диаметр трубы	48,3—73,0	88,9—114,3
Разность диаметра шаблона и внутреннего диаметра трубы	2,4	3,2
Длина шаблона	1067	

10.4. 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.

Способ фиксации: самофиксирующиеся — Я, отдельным устройством — не маркируется.

Приведение в рабочее состояние: гидравлическое — Г, механическое — М, гидромеханическое — ГМ, взрывом — ВЗ.

Способ освобождения: натяжением — не маркируется, вращением — В, нагнетанием жидкости — Н, специальным инструментом — И, разбуриванием — Р.

Исполнение: нормальное — не маркируется; коррозионностойкое: углекислоты до 6 % — К1, углекислоты и сероводорода до 6 % каждого — К2, углекислоты и сероводорода 6—25 % каждого — К3, соляной кислоты до 20 % — К4, углекислоты более 6 % — К5; термостойкое: до 150 °С — Т1, 150—200 °С — Т2.

Усилие натяжения для освобождения не должно превышать 125 кН.

ПАКЕРЫ САМОФИКСИРУЮЩИЕСЯ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПРОСТРАНСТВ В КОЛОННЕ

ТУ 26-16-10—76, ТУ 26-02-313—77

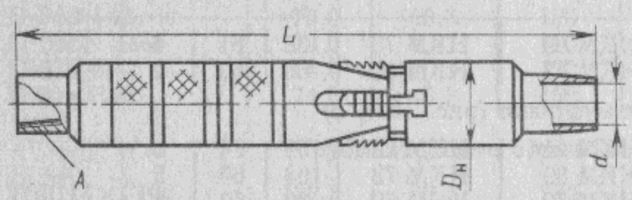


Рис. 10.5. Пакер для разобщения пространств в колонне

Таблица 10.14

Шифр	$D_н$, мм	Δp, МПа	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A
ПН-ЯМ-90-210	90	21	40	2170	45	48
ПВ (ПН)-ЯГ-90-500 (К1, К)		50	38	1510	43	48
ПН-ЯМ-112-210	112	21	62	2170	52	73
ПД-ЯГН-112-35		35	50	1630	60	73
ПД-ЯГ-112-500		50	50	2095	80	73
ПД-ЯГ-112-70 (К1, К2)		70	50	1870	81	73
ПД-ЯГН-114-35	114	35	50	1630	61	73
ПД-ЯГМ-118-210	118	21	62	2000	70	73
ПН-ЯГМ-118-210		21	62	1120	37	73
ПН-ЯМ-118-210		21	62	2170	55	73
ПД-ЯГН-118-35		35	50	1630	67	73
2ПД-ЯГ-118-350 (К1, К2)		35	61	2680	136	73
ПД-ЯГИ-118-350		35	50	2330	103	73
ПД-ЯГ-118-500		50	50	2095	89	73
1ПД-ЯГ-118-500		50	62	1850	94	73
2ПД-ЯГ-118-500		50	50	1835	83	73
2ПД-ЯГ-118-70		70	50	1900	84	73
ПВ-ЯГМ-Т-122-140	122	14	45	1690	70	73
ПН-ЯГМ-122-210		21	62	1120	39	73
ПД-ЯГН-122-35		35	50	1630	70	73
1ПД-ЯГ-122-500		50	62	1850	98	73
2ПД-ЯГ-122-500		50	50	1835	84	73
2ПД-ЯГ-122-70		70	50	1900	85	73
ПД-ЯГН-126-35	126	35	50	1630	72	73
ПД-ЯГМ-136-210	136	21	76	2215	110	89
ПН-ЯГМ-136-210		21	76	1195	56	89
ПД-ЯГ-136-210		21	50	3886	175	73
ПН-ЯМ-136-210		21	62	2260	70	73
ПД-ЯГН-136-35		35	50	1775	82	73
ПД-ЯГИ-136-350		35	61	2704	136	73
2ПД-ЯГ-136-35 (К1, К2)		35	76	1985	108	89
2ПД-ЯГ-136НКМ-35 (К1, К2)		35	76	1985	108	НКМ 89

Продолжение табл. 10.14

Шифр	$D_н$, мм	Δp, МПа	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьба A
3ПД-ЯГ-136-35 (К1, К2, К2И)		35	80	2800	175	114
ПД-ЯГ-136-500		50	61	2325	130	73
1ПД-ЯГ-136-500		50	76	1900	122	89
2ПД-ЯГ-136 (НКМ)-70К3		70	62	1955	120	(НКМ) 89
ПВ-ЯГМ-Т-140-140	140	14	59	2370	100	73
ПН-ЯГМ-140-210		21	76	1195	57	89
ПД-ЯГН-140-35		35	62	1775	85	89
2ПД-ЯГ-140 (НКМ)-35 (К1, К2)		35	76	1985	112	(НКМ) 89
3ПД-ЯГ-140-35 (К1, К2, К2И)		35	80	2800	164	114
1ПД-ЯГ-140-500		50	76	1900	128	89
2ПД-ЯК-140 (НКМ)-70К3		70	62	1955	124	(НКМ) 89
ПН-ЯГМ-145-210	145	21	76	1195	59	89
ПД-ЯГН-145-35		35	62	1775	88	89
ПД-ЯГ-145-35		35	76	2750	140	89
2ПД-ЯГ-145-35 (К1, К2)		35	76	1985	117	89
2ПД-ЯГ-145НКМ-35 (К1, К2)		35	76	1985	117	НКМ 89
3ПД-ЯГ-145-35К1 (К2, К2И)		35	80	3000	198	114
1ПД-ЯГ-145-500		50	76	1900	138	89
2ПД-ЯГ-145 (НКМ)-70К3		70	62	1955	132	(НКМ) 89
ПД-ЯГН-148-35	148	35	62	1775	90	89
2ПД-ЯГ-150 (НКМ)-35 (К1, К2)	150	35	76	1985	121	(НКМ) 89
3ПД-ЯГ-150-35К1 (К2, К2И)		35	80	2800	207	114
ПН-ЯМ-150-500		50	76	1800	120	89
2ПД-ЯГ-155 (НКМ)-35 (К1, К2)	155	35	76	2005	127	89
3ПД-ЯГ-155-35К1 (К2И)		35	80	2800	216	114
ПН-ЯМ-185-140	185	14	100	2030	100	114
1ПД-ЯГ-185-350		35	100	2200	180	114
ПН-ЯМ-185-500		50	100	2020	170	114
ПН-ЯМ-210-350	210	35	118	2140	250	140 *
ПН-ЯМ-236-350	236	35	145	2170	290	168 *
ПД-ЯГР-243-140	243	14	120	2850	180	168 *
ПН-ЯМ-265-350	265	35	154	2250	310	178 *

Примечания. 1. Звездочкой обозначена резьба обсадных труб по ГОСТ 624—80, остальные резьбы по ГОСТ 633—80. 2. Допустимый перепад давления — Δp.

ПАКЕРЫ МЕХАНИЧЕСКИЕ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПРОСТРАНСТВ В КОЛОННЕ

ТУ 26-02-644—86, ТУ 26-02-313—77, ТУ 26-16-10—76

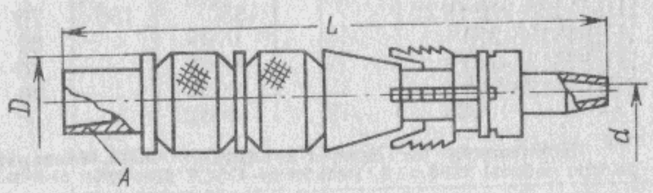


Рис. 10.6. Пакер механический

Таблица 10.15

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Перепад давления, МПа	Масса, кг	Резьба A
ПН-М-94-21	94	40	960	21	24	60
ПН-М-112-21	112	60	1005	21	35	73
ПН-М-118-21	118	60	1005	21	38	73
ПВ (ПН)-М-118-35	118	45	730	35	24	73
ПВ-М-Т-122-140	122	45	930	14	27	73
ПН-М-122-21	122	60	1005	21	41	73
ПВ (ПН)-122-35	122	45	730	35	24	73
ПВ-М-(К)-122-50	122	50	870	50	27	73
ПН-М-132-21	132	76	1035	21	45	89
ПН-М-136-21	136	76	1035	21	47	89
ПВ (ПН)-М-136-35	136	56	840	35	33	89
ПВ-М-Т-140-140	140	59	1030	14	35	73
ПН-М-140-21	140	76	1035	21	50	89
ПВ (ПН)-М-140-35	140	56	840	35	33	89
ПВ-М-(К)-140-50	140	62	920	50	35	89
ПН-М-145-21	145	76	1035	21	54	89

Примечания. 1. Резьба A — по ГОСТ 633—80. 2. К — для работы в среде с pH < 7. 3. Усилие распакеровки 125 кН.

ПАКЕРЫ РУКАВНЫЕ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПРОСТРАНСТВ В КОЛОННЕ

ТУ 26-16-15—76

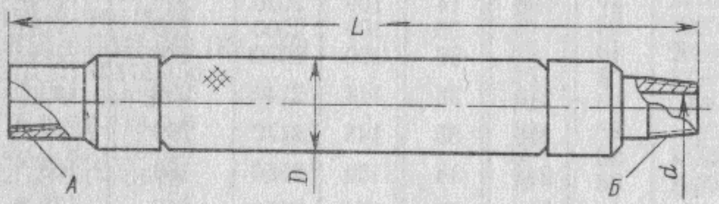


Рис. 10.7. Пакер рукавный

Таблица 10.16

Шифр	Диаметр обсадной колонны	D, мм	d, мм	L, мм	Масса, кг	Резьбы A, $Б$
ПД-Г-118-210 (К2)	146	118	62	3088	76	73
1ПД-Г-118-210			50	4075	94	
2ПД-Г-118-210			60	3950	95	
3ПД-Г-118-210			62	3850	96	
ПД-Г-136-210 (К2)	168	136	76	3126	99	89
1ПД-Г-136-210			62	3987	120	
2ПД-Г-136-210			76	3850	115	
3ПД-Г-136-210			76	3810	116	

Примечания. 1. Перепад давления 21 МПа, температура до 100 °С. 2. Гарантийный ресурс работы 8500 ч. 3. Резьбы по ГОСТ 633—80.

ПАКЕРЫ-ОТСЕКАТЕЛИ РАЗБУРИВАЕМЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИНЫ

ТУ 39-01-626—80

Таблица 10.17

Шифр	Диаметр наружный, мм	Перепад давления, МПа	Длина, мм	Масса, кг	Резьба НКТ
ПР-К (Г)-118-21	118	21	990	19	73
ПР-К (Г)-122-21	122	21	990	19	73
ПР-К (Г)-136-21	136	21	990	19	73
ПР-К (Г)-136-21	136	21	990	19	73
ПР-К (Г)-140-21	140	21	990	19	73

Примечание. К, Г — проходной канал пакера соответственно имеет клапан и заглушен.

ЯКОРЯ ДЛЯ УДЕРЖАНИЯ ПАКЕРОВ НА МЕСТЕ ИХ УСТАНОВКИ

ТУ 26-02-103—73, ТУ 26-02-645—87, ТУ 26-02-226—76, ТУ 39-01-09-732—81

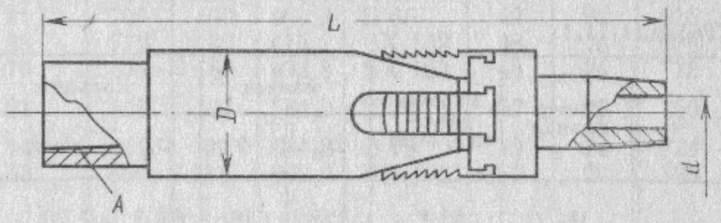


Рис. 10.8. Якорь для удержания пакера

Таблица 10.18

Шифр	D, мм	d, мм	L, мм	Перепад давления, МПа	Масса, кг	Резьба A
1ЯГА-90-500	90	38	880	50	24	48
ЯГ1-112-500	112	62	840	50	35	73
ЯГ-118-210	118	62	725	21	28	73
ЯГМ-(К)-118-35	118	45	630	35	26	73
ЯГ1-118-500	118	62	840	50	38	73
ЯГ-118-500	118	52	600	50	24	73
ЯГ1-122-500	122	62	840	50	45	73
ЯГ-136-210	136	76	790	21	45	89
ЯГМ-(К)-136-35	136	56	630	35	39	89
ЯГ1-136-500	136	76	1010	50	46	89
ЯГ-136-500	136	70	600	50	37	89
ЯГ1-140-500	140	76	1010	50	51	89
ЯГ1-145-500	145	76	1010	50	58	89
ЯК-110/135	110	—	2600	21	100	З-76
ЯК-132/158	132	—	2600	21	140	З-76
ЯК-170/220	170	—	2800	21	210	З-121
ЯК-190/240	190	—	2800	21	250	З-121

Примечания. 1. Якори ЯК — для распакеровки в открытом стволе. 2. Резьба З-76 и З-121 по ГОСТ 631—75, остальные резьбы по ГОСТ 633—80.

11. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

11.1. ФЛАНЦЫ, УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ КОЛЬЦА

ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (КОЛОННЫХ ГОЛОВОК, КАТУШЕК, ПРЕВЕНТОРОВ, КРЕСТОВИН, ЗАДВИЖЕК, ТРОЙНИКОВ, ПЛАНШАЙБ И Т. П.)

ОСТ 26-16-1609—79, СТАНДАРТ АНИ Spec. 6А

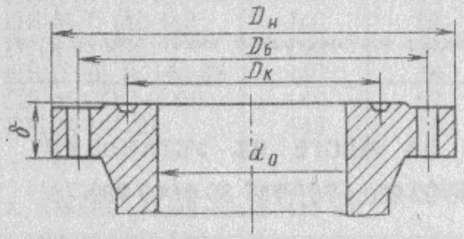


Рис. 11.1. Фланец устьевого оборудования

Таблица 11.1

d_0	Номер фланца	Рабочее давление, МПа	Фланец		Кольцо		Болты		
			$D_н$	δ	$D_к$	номер	диаметр	число	$D_б$
—	$1^1/_2$	21 *	178	38	68,3	R 20	25	4	124
		35 *	178	38	68,3	R 20	25	4	124
		70 *	184	52	63,5	R 84	25	4	130
		70 *	187	42	77,8	BX 151	19	8	146
50	2	14	165	34	82,5	П 23	16	8	127
		21	215	46	95,2	П 24	24	8	165
		35	215	46	95,2	П 24	24	8	165
		70 *	197	60	79,4	R 85	22	8	146
		70	200	44	86,2	БХ 152	20	8	159
65	$2^1/_2$	14	190	37	101,6	П 26	20	8	149
		21	245	50	107,9	П 27	27	8	191
		35	245	50	107,9	П 27	27	8	191
		70 *	225	70	90,5	R 86	25	8	168
		70	230	51	102,8	БХ 153	22	8	184
80	3	14	210	40	123,8	П 31	20	8	168
		21	242	46	123,8	П 31	24	8	191
		35	265	56	136,5	П 35	30	8	203
		70 *	254	78	100,0	R 87	28	8	191
		70	270	58	119,0	БХ 154	24	8	216
100	4	14	279	46	149,2	П 37	24	8	216
		21	292	53	149,2	П 37	30	8	235
		35	310	62	161,9	П 39	33	8	241
		70 *	318	92	123,8	R 89	35	8	241
		70	316	70	150,6	БХ 155	28	8	259

Продолжение табл. 11.1

d_0	Номер фланца	Рабочее давление, МПа	Фланец		Кольцо		Болты		
			$D_н$	δ	$D_к$	номер	диаметр	число	$D_б$
180	6	14	355	56	211,1	П 45	27	12	292
		21	380	64	211,1	П 45	30	12	318
		35	395	92	211,1	П 46	36	12	318
	$7^1/_{16}$	70	480	105	241,8	БХ 156	39	12	403
230	8	14	420	64	269,9	П 49	30	12	349
		21	470	72	269,9	П 49	36	12	394
		35	482	103	269,9	П 50	42	12	394
	9	70	550	124	299,1	БХ 157	39	16	476
280	10	14	510	72	323,8	П 53	33	16	432
		21	545	78	323,8	П 53	36	16	470
		35	585	119	323,8	П 54	48	12	483
	11	70	655	141	352,2	БХ 158	45	16	565
350	12	14	580	75	381,0	П 57	33	20	489
		21	610	88	381,0	П 57	36	20	534
	$13^5/_8$	35	675	113	408,0	БХ 160	42	16	591
		70	768	168	427,0	БХ 159	48	20	673
425	16	14	685	85	469,9	П 65	39	20	603
		21	705	100	469,9	П 65	42	20	616
	$16^3/_4$	35	772	130	475,3	БХ 162	48	16	676
		70	872	168	475,3	БХ 162	48	24	776
520	20	21	858	121	584,2	П 74	52	20	750
540	20	14	812	99	584,2	П 73	42	24	724
		35	990	181	632,0	БХ 165	52	24	886

Примечания. 1. По ОСТ обусловлен условный проход, по стандарту АНИ — номер фланца. 2. Диаметр болтов по стандарту АНИ может быть на 1—2 мм меньше, чем по ОСТ. 3. Звездочкой указаны фланцы, изготовляемые только по стандарту АНИ. 4. Кольцо П эквивалентно кольцу R, кольцо БХ — кольцу BX. 5. Размеры в мм.

ФЛАНЦЫ СТАРОЙ КОНСТРУКЦИИ

ОН 26-02-148—69, ОН 26-02-149—69

Таблица 11.2

d_0	Рабочее давление, МПа	Фланец		Кольцо		Болты		
		$D_н$	δ	$D_к$	сечение	диаметр	число	$D_б$
75	21, 32, 50	240	40	110	16×11,1	27	8	190
152	14	330	36	194	18×12,7	30	8	275
	21	320	48	190	16×11,1	27	12	280
	32	395	50	205	16×11,1	36	12	325
175	20, 32	395	50	205	16×11,1	36	12	325
	50	435	90	210	21×15,9	42	12	360

Продолжение табл. 11.2

d_0	Рабочее давление, МПа	Фланец		Кольцо		Болты		
		$D_н$	δ	$D_к$	сечение	диаметр	число	$D_б$
230	32, 50	525	70	290	21×15,9	48	12	440
307	20	620	75	360	18×12,7	42	16	530
	32	620	75	360	18×12,7	48	16	530
406	12,5	675	80	470	18×12,7	42	16	530

Примечания. 1. Фланцы применялись в колонных головках, катушках, крестовинах и т. п. 2. Конструкцию см. на рис. 11.1. 3. Размеры в мм.

УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ КОЛЬЦА ВОСЬМИУГОЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ

ОСТ 26-16-1611—79, СТАНДАРТ АНИ SPEC. 6A

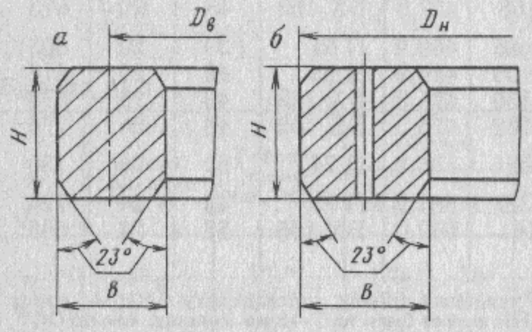


Рис. 11.2. Уплотнительное кольцо

Таблица 11.3

Номер кольца	Диаметры $D_в$, $D_н$	Ширина B	Высота H	Номер кольца	Диаметры $D_в$, $D_н$	Ширина B	Высота H
Тип П (R) (рис. 11.2, *а*)				П 49	269,9	11,1	16
П 20	68,3	7,9	13	П 50	269,9	15,9	21
П 23	82,5	11,1	16	П 53	323,9	11,1	16
П 24	95,3	11,1	16	П 54	323,9	15,9	21
П 26	101,6	11,1	16	П 57	381,0	11,1	16
П 27	108,0	11,1	16	П 65	469,9	11,1	16
П 31	123,8	11,1	16	П 66	469,9	15,9	21
П 35	136,5	11,1	16	П 73	584,2	12,7	18
П 37	149,2	11,1	16	П 74	584,2	19,0	24
П 39	161,9	11,1	16	R 84	63,5	11,1	16
П 41	181,0	11,1	16	R 85	79,4	12,7	18
П 44	193,7	11,1	16	R 86	90,5	15,9	21
П 45	211,1	11,1	16	R 87	100,0	15,9	21
П 46	211,1	12,7	18	R 89	114,3	19,1	24

Продолжение табл. 11.3

Номер кольца	Диаметры $D_в$, $D_н$	Ширина B	Высота H	Номер кольца	Диаметры $D_в$, $D_н$	Ширина B	Высота H
Тип БХ (ВХ) (рис. 11.2, *б*)				БХ 156	237,9	18,6	18,6
				БХ 157	294,5	21,0	21,0
БХ 151	76,4	9,6	9,6	БХ 158	352,0	23,1	23,1
БХ 152	84,7	10,2	10,2	БХ 159	426,7	25,7	25,7
БХ 153	100,9	11,4	11,4	БХ 160	402,6	13,7	23,8
БХ 154	116,8	12,4	12,4	БХ 162	475,5	14,2	14,2
БХ 155	148,0	14,2	14,2	БХ 165	624,7	14,2	14,2

11.2. ОБОРУДОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

ТУ 26-02-579—74, ТУ 26-02-728—76, ТУ 26-16-133—81, ТУ 26-16-134—81, ТУ 26-16-183—85

Оборудование для обвязки обсадных колонн ОКК (рис. 11.3) состоит из нижней головки ГКН соответствующего размера, одной или нескольких промежуточных головок ГКП (при обвязке трех и более колонн) и манифольда с задвижками ЗМС1-65×210, ЗМС1Б-100×210, ЗМС1-65×350 или ЗМАД-50×700. Все колонные головки — с клиновыми подвесками. В табл. 11.4 приведены сочетания диаметров обсадных колонн, которые могут обвязываться в любом сочетании колонными головками.

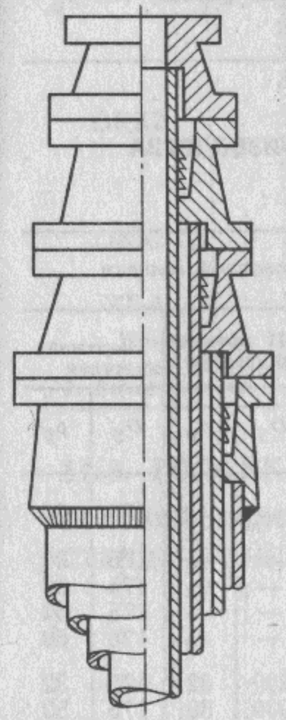


Рис. 11.3. Оборудование для обвязки обсадных колонн

Таблица 11.4

Шифр	Рабочее давление, МПа	Диаметр кондуктора (головка ГКН), мм	Диаметр труб, мм, подвешиваемых в головках	
			ГКН	ГКП
ОКК1	14	245, 219	140, 146, 168	—
	21, 35	273, 245, 219	140, 146, 168	—
ОКК2	21	324	245	140, 146, 168, 178
		299	219	140, 146
	35	426, 377, 324, 299	245, 219	140, 146
		426, 377, 324, 299	245	168, 178
		426, 377	273	140, 146, 168, 178
	70	324	245	168, 178
ОКК3	35, 70	426	324, 299	245, 219, 140
		426, 377	324, 299	245, 219, 146
		426, 377	324, 299	245, 219, 168

Примечание. При заявке указываются шифр ОКК, рабочее давление и необходимое сочетание диаметров обвязываемых обсадных колонн: ОКК1-21-168×273; ОКК2-35-140×219×377; ОКК3-70-146×245×324×426.

ФЛАНЦЫ КОЛОННЫХ ГОЛОВОК В ОКК

Таблица 11.5

Оборудование		Диаметр кондуктора, мм	Верхний фланец колонной головки					
			нижней		промежуточной		верхней	
Шифр	Рабочее давление, МПа		$D_у$	$p_р$	$D_у$	$p_р$	$D_у$	$p_р$
ОКК1	14	245, 219	280	14	—	—	—	—
	21	273	350	21	—	—	—	—
	21	245, 219	280	21	—	—	—	—
	35	273	350	35	—	—	—	—
	35	245, 219	280	35	—	—	—	—
ОКК2	21	324, 299	350	21	—	—	280	21
	35	426, 377	425	21	—	—	280	35
	35	324, 299	350	21	—	—	280	35
	70	324	350	35	—	—	230	70
ОКК3	35	426, 377	425	21	350	21	280	35
	70	426, 377	425	21	350	35	280	70
КГ-4	70	426	425	35	350	35	230	70

Примечание. $D_у$ — условный диаметр проходного отверстия фланца, мм; $p_р$ — рабочее давление фланца, МПа.

ФЛАНЦЫ КОЛОННЫХ ГОЛОВОК, СНЯТЫХ С ПРОИЗВОДСТВА

Таблица 11.6

Оборудование		Диаметр кондуктора, мм	Верхний фланец колонной головки							
			нижней		I промежуточной		II промежуточной		верхней	
Шифр	Рабочее давление, МПа		$D_у$	$p_р$	$D_у$	$p_р$	$D_у$	$p_р$	$D_у$	$p_р$
ООК1	20	219—299	307	20	—	—	—	—	175	20
ООК2	20	324	406	12,5	307	20	—	—	175	20
	32	324—426	406	12,5	307	32	—	—	175	32
	32	299	307	32	230	32	—	—	175	32
	50	324—426	406	12,5	230	50	—	—	175	50
ООК3	32	426	406	12,5	307	32	230	32	175	32
	50	426	406	12,5	307	32	230	50	175	50

Примечание. См. примечание к табл. 11.5.

ОБОРУДОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

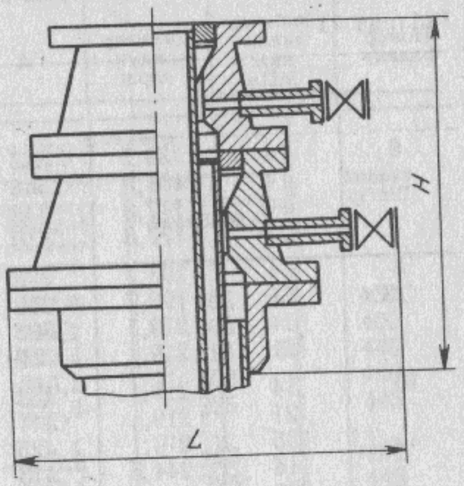


Рис. 11.4. Оборудование обсадных колонн

Таблица 11.7

Оборудование		Диаметр кондуктора	Фланец нижней головки		Длина L	Высота H	Масса, кг
Шифр	Рабочее давление, МПа		$D_у$	$D_н$			
ОКК1	14	245, 219	280	355	1080	555	290
	21	273	350	610	—	—	—
	21	245, 219	280	545	1020	535	730
	35	273	350	675	—	—	—
	35	245, 219	280	585	1020	580	780
ОКК2	21	324, 299	350	610	1060	1130	1590
	35	426, 377	425	705	1450	1300	1650
	35	324, 299	350	610	1180	1320	1500
	70	324	350	675	1190	1100	1750
ОКК3	35	426, 377	425	705	1450	2000	3300
	70	426, 377	425	705	1450	2055	4050
КГ-4	70	426	425	770	1200	1580	3000

Примечания. 1. $D_у$ — условный диаметр проходного отверстия фланца, $D_н$ — наружный диаметр фланца. 2. Прочерк означает, что ОКК серийно еще не изготовляют. 3. Размеры в мм.

11.3. ГОЛОВКИ КОЛОННЫЕ

ГОЛОВКИ КОЛОННЫЕ НИЖНИЕ ГКН

СТАНДАРТ АНИ 8 RD

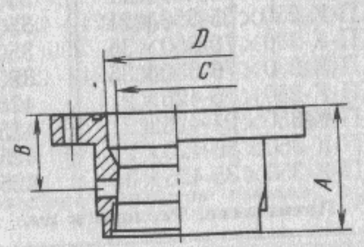


Рис. 11.5. Колонные головки нижние

Таблица 11.8

Номер фланца	Рабочее давление, МПа	Диаметр кондуктора	A	B	C	D	Масса, кг
6	14	139,7	343	172	130,6	177,8	—
	14	168,3	343	172	158,3	177,8	—
	14	177,8	343	172	161,9	177,8	—
	21	177,8	419	216	161,9	177,8	—
8	14	193,7	398	216	183,4	226,2	—
	21	193,7	359	203	184,9	226,2	—
	14	219,1	398	216	183,4	226,2	—
	21	219,1	359	203	203,2	226,2	—
10	14	219,1	432	257	208,4	279,4	210
	21	219,1	441	241	207,6	279,4	210
	35	219,1	425	259	223,8	279,4	210
	14	244,5	413	241	233,4	279,4	210
	21	244,5	413	241	233,4	279,4	210
	35	244,5	413	259	233,4	279,4	210
	14	273,1	390	241	254,0	279,4	210
	21	273,1	413	241	254,0	279,4	210
	35	273,1	413	259	254,0	279,4	210
12	14	298,5	419	240	289,3	345,3	235
	21	298,5	432	240	289,3	345,3	235
	14	339,7	368	240	320,7	345,3	235
	21	339,7	394	240	320,7	345,3	235
$13^5/_8$	35	339,7	457	317	320,7	345,3	235
16	14	406,4	445	240	390,5	423,1	380
	21	406,4	445	245	390,5	423,1	380
20	14	508,0	470	273	476,2	502,4	700
	21	508,0	457	273	476,2	502,4	700

Примечание. Размеры в мм.

ГОЛОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ГКП, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ОКК

ОСТ 26-02-775—73

Таблица 11.9

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия фланца		Диаметр фланца		Внутренний диаметр	Высота
	нижнего	верхнего	нижнего	верхнего		
ГКП-К-280×21-350×21	350	280	610	545	252	610
ГКП-К-280×35-350×21	350	280	610	585	252	640
ГКП-К-230×70-350×35	350	230	675	550	203	680
ГКП-К-280×70-350×35	350	280	675	655	252	710
ГКП-К-280×35-425×21	425	280	705	585	252	680
ГКП-К-350×21-425×21	425	350	705	610	350	680
ГКП-К-350×35-425×21	425	350	705	675	350	690
ГКП-К-350×35-425×35	425	350	772	675	350	720

Примечание. Размеры в мм.

ГОЛОВКА ПРОМЕЖУТОЧНАЯ ТИПА WF

КАТАЛОГ ФИРМЫ «КАМЕРОН»

Таблица 11.10

Нижний фланец		Верхний фланец		Диаметр		Высота
D_y	p_p	D_y	p_p	под уплотняющий элемент	внутренний	
280	14	180	14	177,8	162	430
		230	14	226,2	203	400
		280	14	279,4	225	445
		230	21	226,2	203	400
		280	21	279,4	225	445
280	21	230	21	226,2	203	400
		280	21	279,4	225	445
		280	35	279,4	225	450
280	35	280	35	279,4	225	485
280	70	280	70	279,4	225	725
350	14	230	14	226,2	203	400
		280	14	279,4	254	470
		350	14	345,3	278	450
		230	21	226,2	203	400
		280	21	279,4	254	450
		350	21	345,3	278	450
350	21	230	21	177,8	162	600
		280	21	226,2	203	400
		350	21	279,4	254	450
		280	35	345,3	278	450
350	35	280	35	279,4	225	450
		280	70	279,4	225	730
350	70	280	70	279,4	225	730
425	14	280	14	279,4	254	800
		350	14	345,3	320	445
		280	21	279,4	254	425
		350	21	345,3	320	445
425	21	280	21	279,4	254	440
		280	35	279,4	254	445
540	14	350	21	345,3	320	500
525	21	350	35	345,3	320	640
						690

Примечания. 1. D_y — условный диаметр проходного отверстия головки, p_p — рабочее давление, МПа. 3. Размеры в мм.

11.4. КАТУШКИ ФЛАНЦЕВЫЕ

ОСТ 26-16-1601—77

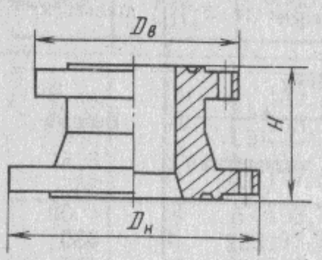


Рис. 11.6. Катушка фланцевая

Таблица 11.11

$D_у \times p_р$		Диаметр фланца		Высота H	Масса, кг
нижний фланец	верхний фланец	нижнего $D_н$	верхнего $D_в$		
Фланцы по ОСТ 26-16-1610—79					
180×21	180×21	380	380	350	110
180×35	180×14	395	355	450	150
	180×21	395	380	465	140
	180×35	395	395	500	160
180×70	180×35	480	395	540	245
	180×70	480	480	550	320
230×35	180×35	482	395	540	220
	230×21	482	470	520	220
	230×35	482	482	550	270
230×70	180×70	550	480	610	440
	230×35	550	482	615	405
	230×70	550	550	630	475
280×14	230×35	510	482	510	300
280×21	230×35	545	482	525	280
	280×21	545	545	435	260
280×35	230×35	585	482	625	490
	280×70	585	550	645	495
	280×14	585	510	580	360
	280×21	585	545	600	345
	280×35	585	585	640	447
280×70	230×70	655	550	705	640
	280×35	655	585	700	650
280×70	280×70	655	655	725	760
350×21	350×21	610	610	475	320
350×35	350×21	675	610	550	455
	350×35	675	675	590	545
350×70	350×35	768	675	785	1000
	350×70	768	768	840	1220
425×14	425×14	685	685	470	385
425×21	425×14	705	685	530	465
	425×21	705	705	545	400
Фланцы по ОСТ 26-02-764—73					
100×32	80×32	300	265	310	50
100×35	80×35	310	265	350	60
156×32	156×32	395	395	330	85

Продолжение табл. 11.11

$D_у \times p_р$		Диаметр фланца		Высота H	Масса, кг
нижний фланец	верхний фланец	нижнего $D_н$	верхнего $D_в$		
307×20	307×20	620	620	445	360
307×32	230×50	620	525	460	380
	307×20	620	620	445	355
	307×32	620	620	445	365
406×12,5	307×32	675	620	485	400
	406×12,5	675	675	465	385
Фланцы с ОСТ 26-16-1610—79 на ОСТ 26-02-764—73					
180×14	156×32	355	395	320	85
180×21	156×32	380	395	345	100
180×35	156×32	395	395	450	125
280×21	307×32	545	620	445	300
280×35	307×32	585	620	595	420
350×21	307×20	610	620	460	335
350×21	307×32	610	620	460	330
350×35	307×32	675	620	550	480
425×14	406×12,5	685	675	465	405
425×21	307×32	705	620	530	410

Примечания. 1. $D_у$ — условный диаметр проходного отверстия катушки, $p_р$ — рабочее давление, МПа. 2. Размеры в мм.

11.5. ОБОРУДОВАНИЕ ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ

КОМПЛЕКТНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО

ТУ 26-16-211—87, ТУ 26-16-95—79, ТУ 26-16-115—80, ТУ 26-16-131—81, ТУ 26-16-184—85

Таблица 11.12

Шифр	Универсальный превентор	Плашечный превентор	Манифольд	Масса комплекта, кг
ОПК-180×35	ПУ1-180×35	ППГ-180×35	МПБ2-80×35	16 000
ОП2-230×35	ПУ1-230×35	ППГ-230×35	МПБ2-80×35	16 000
ОП2-230×70	ПУ1-230×35	ППГ-230×70	МПБ2-80×70	17 600
ОП3-230×70	ПУ1-230×35	ППГ-230×70	МПБ3-80×70	18 400
ОП2-280×35	ПУ1-280×35	ППГ-280×35	МПБ2-80×35	19 500
ОП2-350×35	ПУ1-350×35	ППГ-350×35	МПБ2-80×35	22 700
ОП1-425×21	—	ППГ-425×21	МПБ2-80×35	15 700
ОП2-425×21	—	ППГ-425×21	МПБ2-80×35	14 500
ОП1-520×14	—	ППГ-520×14	МПБ2-80×35	12 200
ОП2-520×14	—	ППГ-520×14	МПБ2-80×35	14 400

ПРЕВЕНТОРЫ УНИВЕРСАЛЬНЫЕ

Таблица 11.13

Шифр	Шифр фланца	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг	N	
					без давления	при давлении
ПУ1-230×35	230×35	900	1170	3300	500	30
ПУ1-280×35	280×35	1200	1270	4000	500	15
ПУ1-350×35	350×35	1300	1430	8000	100	5
ПУ1-180×35	180×35	890	—	—	300	15

Примечание. *N* — гарантийный ресурс работы (циклов) при закрытии превентора на трубе.

ПРЕВЕНТОРЫ ПЛАШЕЧНЫЕ

ТУ 26-16-159—84, ТУ 41-01-568—87, ТУ 26-16-184—85, ТУ 26-16-211—87

Таблица 11.14

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия	Рабочее давление, МПа	Уплотняемый диаметр	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
ПГ-100×35	100	35	33—73	1660	370	480	288
ППГ-150×21	150	21	50—89	1620	465	500	470
ППГ-180×35	180	35	73—114	1750	570	500	1300
ППГ-230×35	230	35	73—168	2085	670	550	1500
ППГ-230×70	230	70	73—168	2630	790	700	2500
ППГ-280×35	280	35	73—219	2480	795	500	1430
ППГ-350×35	350	35	73—273	2740	845	420	1400
ППГ-425×21	425	21	73—340	3750	910	500	1970
ППГ-520×14	520	14	73—426	3050	935	570	2370
Превенторы, снятые с производства							
ППГ-307×32	307	32	114—219	2390	750	430	1460
ППГ-406×12,5	406	12,5	114—273	2600	900	580	1485

Примечания. 1. Шифр присоединительного фланца — (условный проход×рабочее давление). 2. Гарантированный срок службы — 300 циклов закрытия — открытия без давления снизу. 3. Размеры в мм.

МАНИФОЛЬД ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ТУ 26-02-728—76, ТУ 26-16-167—85

Таблица 11.15

Шифр	Габариты блока, мм		Масса, кг
	дросселирования	глушения	
МПБ2-80×35	3230×2160×1170	1130×1085×1170	8 260
МПБ3-80×35	3230×2160×1170	1130×1085×1170	8 890
МПБК3-80×70	3000×1750×2350	1200×1600×1380	12 470

Примечание. Манифольд укомплектован регулируемым дросселем ДР и задвижками типа ЗМ и ЗМГ.

ПРЕВЕНТОРЫ ПЛАШЕЧНЫЕ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 11.16

Условный диаметр проходного отверстия	Уплотненный диаметр	Рабочее давление, МПа	Длина	Ширина	Высота превентора		Масса превентора, кг	
					одинарного	двойного	одинарного	двойного
180	48—114	21	2380	—	870	—	1410	—
	114—140	21	1706	700	338	668	908	1227
	48—114	35	2380	—	860	—	1510	—
	114—140	35	1702	725	470	680	1197	1620
	48—114	70	2380	—	895	—	1620	—
	114—140	70	1700	830	505	770	1675	2165
230	114—178	21	1880	741	375	720	1350	1825
		35	1880	855	375	780	1700	2300
		70	2050	842	380	825	2260	3050
280	114—219	21	2020	825	410	760	1410	1900
		35	2100	900	440	835	2120	2860
		70	2100	970	500	920	2640	3570
350	114—273	21	2250	913	410	780	2060	2785
		35	2250	990	458	860	2630	3550
		70	2250	1155	500	970	3130	4230
425	114—340	21	2480	1000	410	800	2700	3640
		35	2480	1050	505	900	3330	4500

Примечания. 1. Тип одинарного плашечного превентора для НКТ с гидроприводом — SHE, то же для бурильных и обсадных труб — SF, сдвоенного (двойной) для бурильных и обсадных труб — DF. 2. Размеры в мм.

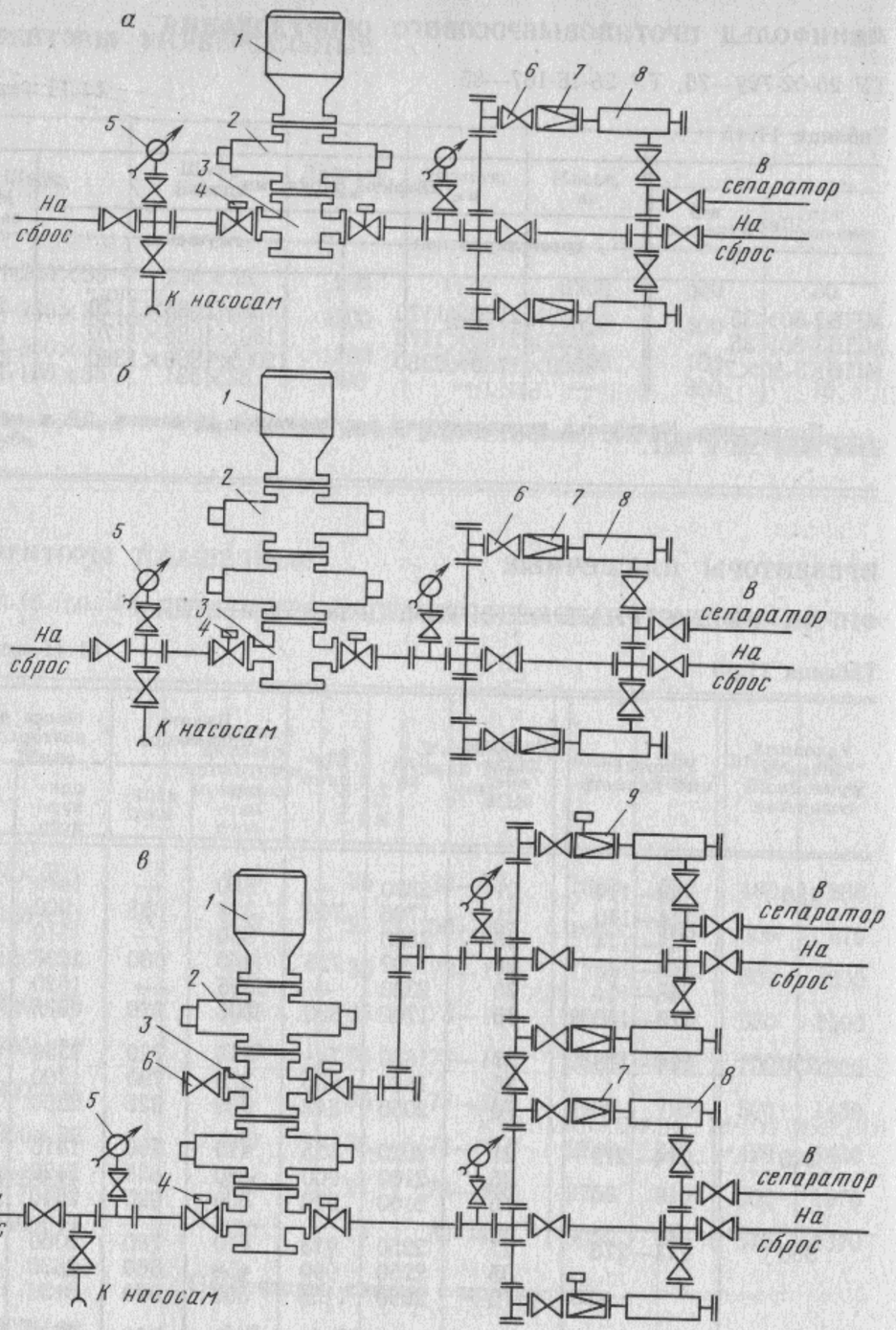


Рис. 11.7. Схемы монтажа противовыбросового оборудования:

а — ОП1; *б* — ОП2; *в* — ОП3; *1*, *2* — универсальный и плашечный превенторы; *3* — устьевая крестовина; *4*, *6* — задвижки с гидравлическим и ручным управлением; *5* — манометр с запорным и разрядным устройствами; *7*, *9* — регулируемые дроссели с ручным и гидравлическим управлением; *8* — отбойная камера с разрядным устройством

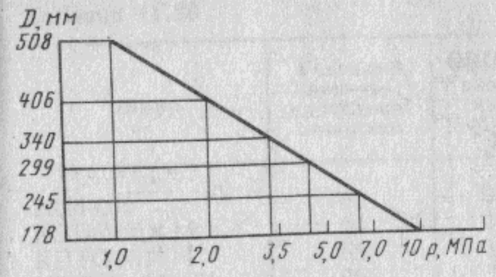


Рис. 11.8. Зависимость давления в системе управления ПУГ от диаметра герметизируемых обсадных труб

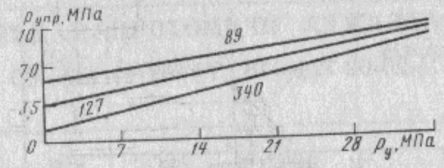


Рис. 11.9. Зависимость давления в системе управления ПУГ 350×35 и ПУГ 425×35 от давления на устье скважины для герметизации труб диаметром 89—340 мм

ПРЕВЕНТОРЫ УНИВЕРСАЛЬНЫЕ

ФИРМА «ИНДУСТРИАЛЭКСПОРТИМПОРТ», РУМЫНИЯ

Таблица 11.17

Условный диаметр проходного отверстия	Рабочее давление, МПа	Шифр фланца	Диаметр корпуса	Высота	Масса, кг	Расход жидкости для полного закрытия, л
180	21	180×21	740	815	1245	36
	21	180×35	740	840	1265	36
	70	180×70	1090	1255	5265	36
230	21	230×21	900	1105	3000	26
	35	230×35	1020	1105	3035	26
	35	230×70	1020	1130	3040	26
280	21	280×21	1050	1010	2350	28
	35	280×35	1140	1275	3800	37
	35	280×70	1140	1290	3910	37
350	21	350×21	1270	1150	4400	43
	35	350×35	1330	1500	5930	78
	35	350×70	1330	1550	6250	78
425	21	425×21	1530	1375	7060	80
	21	425×35	1530	1405	7140	80

Примечание. Размеры в мм.

ПРЕВЕНТОРЫ ВРАЩАЮЩИЕСЯ

ТУ 26-02-440—72

Таблица 11.18

Шифр превентора	Шифр фланца	Диаметр уплотняемых труб	Давление без расхаживания, МПа	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
ПВ-156×320	156×32	60—89	32	660	570	1570	1960
ПВ-230×10	230×35	60—114	1	1120	620	1200	560
ПВ-230×320 Бр-1	230×32	73—114	32	875	680	1550	1650
ПВ-307×10	307×20	114—140	1	1120	620	1100	590
ПВ-307×200	307×20	73—114	20	816	730	1800	1560

Примечания. 1. Частота вращения ротора не более 100 об/мин. 2. Размеры в мм.

11.6. ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

ЗАДВИЖКА ПРЯМОТОЧНАЯ ДЛЯ ПВО

ТУ 26-02-728—76, ТУ 41-01-137—80

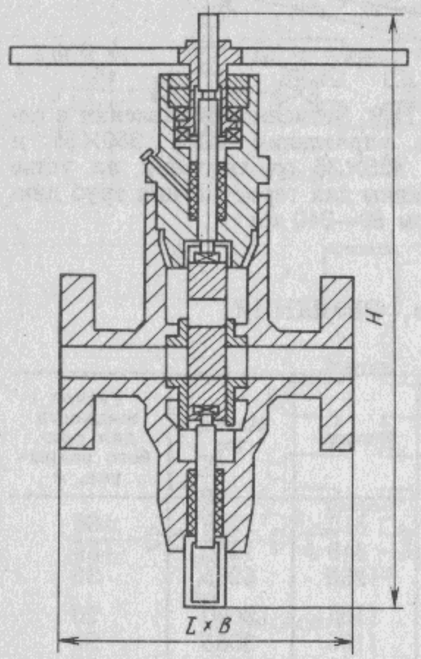


Рис. 11.10. Задвижка прямоточная

Таблица 11.19

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия	Рабочее давление, МПа	Длина *L*	Ширина *B*	Высота *H*	Масса, кг
ЗМ-80×35	80	35	400	360	945	122
ЗМ-80Г×35	80	35	400	320	1220	162
ЗМ-80×70	80	70	500	465	1155	247
ЗМ-80Г×70	80	70	500	465	1420	257
ЗВД-200/4	100	20	366	250	685	56

Примечание. Размеры в мм.

КРАН ПРОБКОВЫЙ ПРОХОДНОЙ

ТУ 39-01-320—77, ТУ 26-16-24—77, ТУ 26-16-88—79

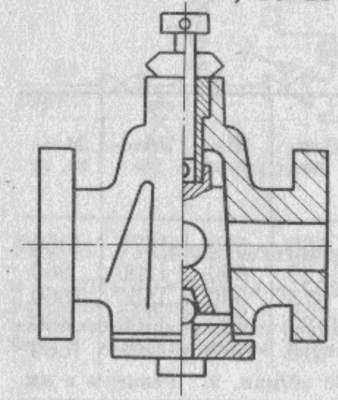


Рис. 11.11. Кран пробковый

Таблица 11.20

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия	Рабочее давление, МПа	Длина	Ширина	Высота	Масса, кг
2КМ-000	40	70	215	148	295	—
КППС-65×14	65	14	350	205	420	53
КПТС-65×14	65	14	350	288	460	60
КППСП-65×21	65	21	765	305	568	160
КППС-65×21	65	21	400	215	475	90

Примечание. Размеры в мм.

ЗАДВИЖКА ПЕРФОРАЦИОННАЯ

ТУ 26-02-8—72, ТУ 26-02-728—76, ТУ 26-16-76—78

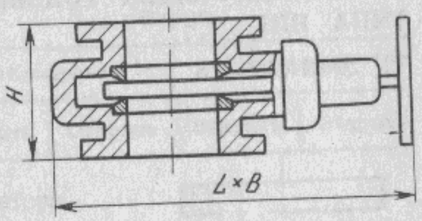


Рис. 11.12. Задвижка перфорационная

Таблица 11.21

Шифр	Условный диаметр проходного отверстия	Шифр фланца	Высота *H*	Длина *L*	Ширина *B*	Масса, кг
ЗФПЛ-125×14	125	180×14	500	820	355	240
ЗФКЗ-150×21	150	180×21	435	1490	450	495
ЗПК-150×35	150	180×35	670	1190	640	557
ЗМ-130×70К3	130	180×70	700	1460	710	600

Примечание. Размеры в мм.

ГОЛОВКИ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИЕ ДЛЯ СПУСКА И ПОДЪЕМА ТРУБ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

ТУ 39-01-236—76, ТУ 39-01-08-551—80, ТУ 39-01-06-676—81

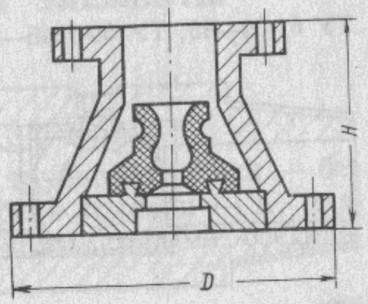


Рис. 11.13. Головка герметизирующая

Таблица 11.22

Шифр	Шифр фланца	Диаметр		Диаметр D	Высота H	Масса, кг
		условный проходного отверстия	уплотняемый			
ГГ-8	230×32	230	60—102	530	830	380
ГГ-12	350×21	340	60—140	605	1130	900
ГГ-230×210	230×32	230	60—89	525	445	280
ГУ-120	180×35	120	—	395	255	85
ГУ-140	180×35	140	—	395	255	180

Примечания. 1. Рабочее давление головок 21 МПа. 2. Размеры в мм.

ПЕРЕВОДНИКИ ФЛАНЦЕВЫЕ ДЛЯ ПОДСОЕДИНЕНИЯ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ ГОЛОВКИ ГГ-12 К ПРЕВЕНТОРАМ ТИПА ППГ

ТУ 39-01-237—76

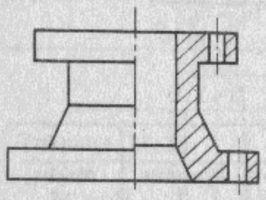


Рис. 11.14. Переводник фланцевый

Таблица 11.23

Шифр	Шифр нижнего фланца	Шифр верхнего фланца	Внутренний диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг
ПФ-ППГ 350-ГГ-12	350×35	350×21	340	445	500
ПФ-ППГ 307-ГГ-12	307×32	350×21	307	430	420
ПФ-ППГ 230-ГГ-12	230×32	350×21	230	400	285

КРАН ШАРОВОЙ

ТУ 51-09—86, ТУ 39-1045—85

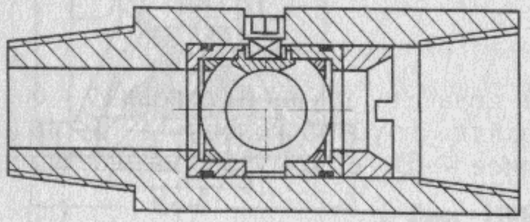


Рис. 11.15. Кран шаровой

Таблица 11.24

Шифр	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Резьба	Давление рабочее, МПа	Грузоподъемность, кН
	наружный	внутренний					
КШЦ-146	146	60	410	35	З-121	35	1900
КШЦ-155	155	68	445	41	З-133	35	1800
КШЦ-178	178	80	490	55	З-147	35	2750
КШВН-178	178	70	545	59	З-147	70	3000

Примечание. Переопрессовка через каждые 100 ч бурения.

РАСХОД ЖИДКОСТИ (л) ПРИ РАБОТЕ ПРЕВЕНТОРОВ

Таблица 11.25

Диаметр условного проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	СССР		Фирмы			
				«Камерон»		«Шаффер»	
		Закрыть	Открыть	Закрыть	Открыть	Закрыть	Открыть
Плашечные превенторы							
180	35	7	6	6	4	10	9
230	35	9	7	6	5	10	10
280	21, 35	10	9	12	12	11	10
280	70	15	13	22	20	31	26
307	20, 32	11	9	—	—	—	—
350	21, 35	13	11	20	20	20	17
350	70	19	16	25	24	43	39
425	14, 21	15	13	38	36	14	11
520	14, 21	18	16	30	28	19	16
Универсальные превенторы							
180	35	16	12	6	5	17	12
230	35	27	21	—	—	40	32
280	35	42	35	22	18	70	55
350	35	90	75	50	40	90	70

11.7. АРМАТУРА ФОНТАННАЯ И ЕЕ ЭЛЕМЕНТЫ

АРМАТУРА ФОНТАННАЯ

ГОСТ 13846—84, СТ СЭВ 4354—83

Тип подвески: в муфтовой подвеске трубной головки — без обозначения, на резьбе переводника трубной головки — К, подводное исполнение — П, блочное — Б, с хомутовыми соединениями — Х.

Вид управления: ручное — без обозначения, дистанционное — Д, автоматическое с отсекателем — А, дистанционное с отсекателем — В.

Исполнение по коррозионности: обычное — без обозначения, при содержании CO_2 до 6 % — К1, CO_2 и H_2S до 6 % — К2, H_2S до 6 % — К3, CO_2 и H_2S до 6 %, но с обязательным применением ингибитора — К2И.

Климатическая зона применения: умеренная — без обозначения, холодная — ХЛ.

Пример обозначения: АФ6А — 80/50×700 К2И ХЛ — арматура фонтанная (тип подвески) (схема монтажа) (вид управления) — (диаметр проходного отверстия ствола)/(диаметр проходного отверстия отвода) × (рабочее давление) (исполнение по коррозионности) (климатическая зона применения).

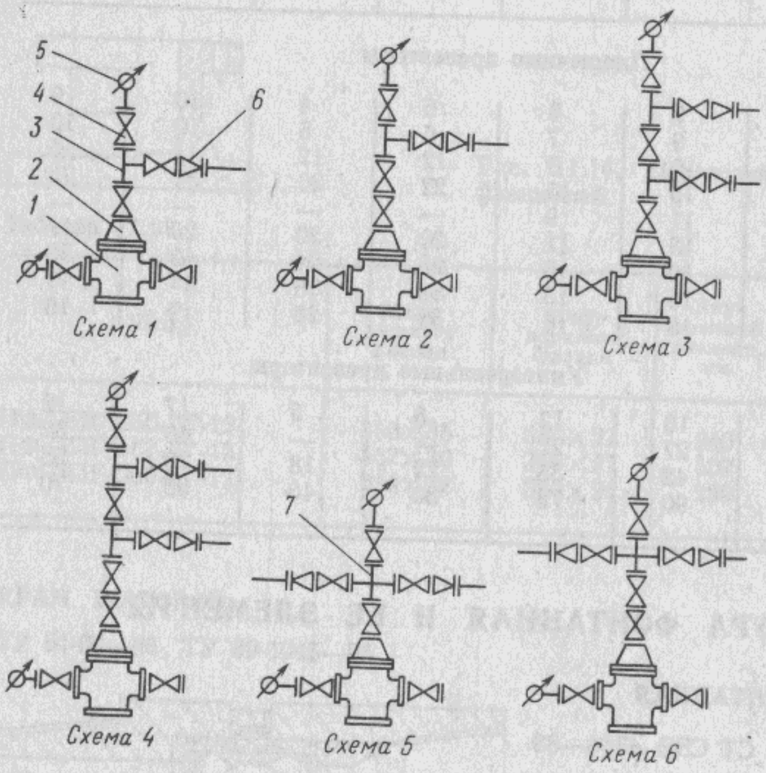


Рис. 11.16. Схемы монтажа фонтанной арматуры:

1 — крестовина колонной головки; *2* — трубная головка; *3* — тройник; *4* — задвижка; *5* — манометр; *6* — дроссельное устройство; *7* — крестовина фонтанной елки

АРМАТУРА ФОНТАННАЯ

ТУ 26-16-23—77, ТУ 26-16-46—77, ТУ 26-02-728—76

Таблица 11.26

Шифр	Шифр верхнего фланца трубной головки	Ширина	Длина	Высота	Масса, кг
АФ1-65×14 (ХЛ)	65×14	420	1300	1755	660
АФ3-65×14 (ХЛ)		420	1300	2465	870
АФ3а-65×14 (ХЛ)		420	1300	2860	1120
АФ5-65×14 (ХЛ)		420	1300	1755	760
АФ1-65×21	65×21	790	1360	1615	850
АФ3-65×21		790	1360	2105	1065
АФ3-65×21 К1		760	1920	2675	1358
АФ3а-65×21		790	1360	2610	1325
АФ5-65×21		790	1590	1870	965
АФ1-80/65×21 ХЛ	80×21	885	1052	2200	1015
АФ5-80/65×21 ХЛ		885	1800	2200	1160
АФ1-100/65×21 ХЛ	100×21	1150	1700	1975	1650
АФ6-100×21 ХЛ		1120	3570	3120	2970
АФ6В-100×21 К2		1400	3570	3120	3730
АФ6В-100×21 К2И		1410	3360	2720	3875
АФ6-150/100×21 ХЛ	150×21	1485	3650	2900	3600
АФ6В-150/100×21 ХЛ		1570	3650	2900	3960
АФ1-65×35	65×35	760	1350	1900	1100
АФ3-65×35		760	1350	2610	1360
АФ3-65×35 К1		760	1920	2675	1360
АФ3а-65×35		760	1350	3190	1710
АФ5-65×35		760	1590	1930	1235
АФ6-80/65×35 ХЛ	80×35	885	2510	2675	2255
АФ6В-80/65×35 ХЛ		1245	2510	2675	1940
АФ6В-80/65×35 К2*		1180	2315	2760	2540
АФ6-100×35 (ХЛ, К1)	100×35	1130	3590	2865	3685
АФ6-100×35 (К2, К2И)		1130	3540	2945	4630
АФ6В-100×35 (ХЛ, К1)		1400	3900	3300	5000
АФ6В-100×35 (К2, К2И)		1400	3540	2945	5000
АФ6В-50×700*	50×70	970	2500	2950	2480
АФ6-65/50×700 (К1)*	65×70	1110	2575	3150	2700
АФ6а-65/50×700*	65×70	1070	2230	3800	3550
АФ6а-80/50×700 К2*	80×70	1530	3350	3870	5000
АФ6-65×700 К1	65×70	1110	2650	3110	3110

Примечания. 1. Арматура АФ3а аналогична по схеме монтажа АФ3, но имеет две крестовины. 2. Звездочкой обозначена арматура, выпускаемая только с муфтовой подвеской в трубной головке; остальная арматура выпускается как с муфтовой подвеской, так и на резьбе переводника трубной головки (АФК). 3. Высота и масса АФК несколько меньше АФ, указанных в таблице. 4. Размеры в мм.

МАНИФОЛЬД ФА

ТУ 26-16-170—84, ТУ 26-16-188—86, ТУ 26-02-728—76

Таблица 11.27

Шифр	Шифр фланцев	Масса, кг	Тип задвижки
МАФ-65×35 К2	65×35	1720	ЗМС1-65×35 К2
МАФ-80×35 ХЛ	80×35	2265	ЗМС1-65×35
МАФ-100×21 ХЛ	100×21	3170	ЗМС-100×21
МАФ-100×35 ХЛ	100×35	4245	ЗМС-100×35
МАФ-80×70 (К2)	80×70	5160	ЗМАД-80×700 М

КРЕСТОВИНЫ, ТРОЙНИКИ

ОСТ 26-16-1603—78

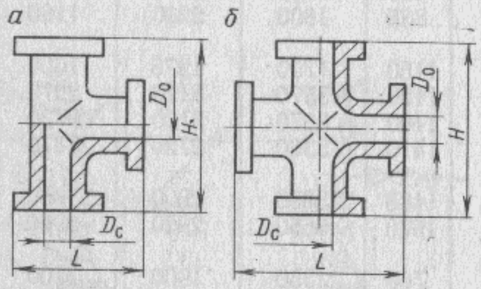


Рис. 11.17. Узлы манифольда ФА:
а — тройник; *б* — крестовина

Таблица 11.28

Шифр ФА	Шифр фланца		Длина L		Высота H	Масса, кг	
	ствола D_c	отвода D_0	тройника	крестовины		тройника	крестовины
65×14	65×14	65×14	260	330	330	30	39
65×21	65×21	65×21	328	410	410	60	79
80/65×21	80×21	65×21	339	435	395	58	72
100×21	100×21	100×21	386	480	480	98	125
100/65×21	100×21	65×21	371	450	430	80	98
150/100×21	150×21	100×21	—	—	—	—	—
65×35	65×35	65×35	328	410	410	60	79
80/65×35	80×35	65×35	353	440	460	83	96
100×35	100×35	100×35	430	550	550	125	160
50×700	50×70	50×70	275	350	350	38	50
65/50×700	65×70	50×70	305	380	390	53	64
80/50×700	80×70	50×70	345	420	430	73	85

Примечание. Размеры в мм.

ЗАДВИЖКИ ПРЯМОТОЧНЫЕ

Задвижки конструктивно подразделяются следующим образом.

По уплотнению: М — металл по металлу, У — с упругим элементом.

По системе подачи смазки: А — автоматическая, С — принудительная, 1 — односторонняя подача смазки.

По конструкции шибера: Д — двухпластинчатый, Р — расклинивающийся, не указано — однопластинчатый.

По управлению: Г — гидравлическое, П — пневматическое, А — автоматическое (отсекатель), не указано — ручное.

По коррозионностойкости: К1 — коррозионностойкие к агрессии углекислоты до 10 %, К2 — коррозионностойкие к агрессии углекислоты и сероводорода до 6 % каждого, К2И — то же с применением ингибитора, не указано — некоррозионностойкие.

ЗАДВИЖКИ ДЛЯ ФА

ТУ 26-16-186—86, ТУ 26-16-45—77, ТУ 26-02-521—73, ТУ 26-02-728—76

Таблица 11.29

Шифр	Шифр фланца	Длина L	Ширина B	Высота H	Масса, кг
ЗПП-50×210	50×21	370	540	580	72
ЗПП-50×350 (К1)	50×35	370	540	580	73
ЗМС-50×700М	50×70	500	355	870	157
ЗМАД-50×700 (К2)	50×70	500	355	980	196
ЗМ-65×21	65×21	350	320	665	66
ЗМС1-65×21 К1		350	320	660	88
ЗМС-65×35	65×35	350	320	630	88
ЗМС1-65×35 (К1, К2)		390	320	780	127
ЗМС1-65П×35 (К2)		390	400	1145	220
ЗМС1-65А×35		1000	350	695	180
ЗМАД-65×700 (К1)	65×70	570	500	1100	258
ЗМАДП-65×700 (К2)		570	420	1240	360
ЗМС1-80×21	80×21	435	360	910	120
ЗМС1-80П×21		435	490	1135	184
ЗМС1-80×35 (К2)	80×35	480	360	910	130
ЗМС1-80П×35		480	490	1135	195
ЗМС1-80П×35 К2		470	400	1180	270
ЗМАД-80×700М	80×70	650	500	1170	330
ЗМАД-80×700 К2		650	500	1170	330
ЗМАДП-80×700М		650	420	1300	465
ЗМС1-100×21 (К2, К2И)	100×21	510	450	1150	280
ЗМС1-100П×21 (К2, К2И)		510	295	1320	305
ЗМС1-100А×21 (К2, К2И)		510	295	1320	325

Продолжение табл. 11.29

Шифр	Шифр фланца	Длина L	Ширина B	Высота H	Масса, кг
ЗМС-100×35 (К1)	100×35	550	450	1130	290
ЗМС1-100×35 (К2, К2И)		550	450	1130	300
ЗМС1-100П×35		550	295	1320	320
ЗМС1-100П×35 К2		550	450	1400	405
ЗМС1-100А×35		550	295	1320	345
ЗМСБ-150×21	180×21	350	450	1485	355
ЗМСБ-150П×21		490	380	1570	403

Примечания. 1. Конструкцию см. на рис. 11.10. 2. Скобки означают, что ФА изготавливают как в обычном исполнении, так и в указанном коррозионностойком. 3. Размеры в мм.

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПВО И ФА

Смазки для задвижек ЛЗ-162 (ТУ 38-101315—77) и Арматол-238 (ТУ 38-101812—83).

Жидкость гидравлическая марки 132-10 для системы управления ГУП-100Бр (ГОСТ 18613—73).

Этиленгликоль для системы управления ППВО (ГОСТ 19710—83).

Масло растворимое КГЖ для системы управления ППВО ТУ 38УССР-201372—81.

11.8. ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

ПРАВИЛА ЛИКВИДАЦИИ

Для успешной ликвидации проявления необходимо строго соблюдать некоторые правила. Несоблюдение может привести к усложнению работ по ликвидации проявления или даже к открытому фонтану.

I. При малейшем подозрении на начало проявления необходимо при бурении прекратить циркуляцию или приостановить работы по спуско-подъему инструмента и убедиться в отсутствии перелива промывочной жидкости из скважины. Практика бурения глубоких скважин показала, что если это подозрение и окажется ложным, то лучше принять дополнительные меры предосторожности, чем получить открытый фонтан.

II. Если проявление обнаружено в процессе бурения, расширения, проработки или призабойной промывки, то устье необходимо загерметизировать и приступить к вымыву поступившего флюида.

Если проявление обнаружено в процессе подъема инструмента, необходимо после навинчивания обратного клапана и герметизации устья спустить инструмент на возможно большую глубину,

снизив давление в системе управления универсальным превентором до 3—4 МПа. При глубине скважины более 2000 м можно спускать инструмент при открытом устье до момента получения притока 2—2,5 м³, после чего устье необходимо загерметизировать и продолжить спуск. По мере спуска возрастающее давление в затрубном пространстве необходимо снижать через дроссель.

III. После герметизации устья необходимо через 3—5 мин снять показания давлений на манометрах в трубном и затрубном пространствах. Надо учитывать, что из-за структурных свойств промывочной жидкости показания манометра, установленного на бурильных трубах, могут быть несколько завышенными. Для получения истинной величины надо 2—3 раза кратковременно приоткрыть дроссель.

IV. Если в течение 15 мин после герметизации устья скважины давления в трубном и затрубном пространствах стабильны или очень медленно растут — это означает, что в ствол поступила вода или нефть (может быть даже содержащая большое количество растворенного газа); если давления продолжают быстро расти (в трубном пространстве давление будет несколько ниже, чем в затрубном) — в интервале 500—1200 м начал расширяться газ, находившийся ранее в свободном или растворенном виде, и подниматься к устью. Расширение газа на этих глубинах очень скоротечно и опорожнение приустьевой части ствола до 500 м происходит за 3—5 мин. В загерметизированной скважине или на больших глубинах подъем газа за счет давления среды и тиксотропных свойств промывочной жидкости происходит со скоростью 30—300 м/ч.

Необходимо также учитывать, что в глубоких скважинах в процессе промывки понижается средняя температура по стволу, т. е. после герметизации устья за счет прогрева промывочной жидкости будет наблюдаться рост давлений в трубном и затрубном пространствах.

Поэтому необходимо как можно быстрее вымыть поступивший флюид из затрубного пространства. В процессе вымыва четко определяются интервал нахождения флюида, его тип и объем, после чего корректируют величину доутяжеления промывочной жидкости.

V. Подача насоса (бурового или цементировочного) при вымыве флюида и глушении скважины должна быть 0,4—0,5 от интенсивности промывки при бурении. Низкая подача раствора при закачке позволяет своевременно реагировать на все отклонения от расчетного режима, более спокойно оценивать обстановку и тем самым не допускать грубых ошибок. Немаловажный фактор — резкое снижение давлений на насосе и в затрубном пространстве, так как давление пропорционально квадрату интенсивности промывки.

VI. В начале каждого рейса с использованием новой компоновки или через каждые 200 м углубления ствола с постоянной компоновкой необходимо определять общие потери давления при

прокачке промывочной жидкости через линию дросселирования при закрытом превенторе. Интенсивность прокачки должна имитировать процесс глушения. При подводном расположении ПВО длина линий глушения и дросселирования очень значительная, потери давления в этих линиях достигают 5 МПа. Пренебрежение этими давлениями может привести к большим ошибкам в расчете режима глушения, а это, в свою очередь, — к гидроразрыву пород.

VII. Перед началом глушения скважины объем утяжеленного или вновь приготовленного раствора должен быть не менее 1,3—1,5 от объема скважины.

МЕТОД БУРИЛЬЩИКА

1. Скважина бурится на суше, с МСП или СПБУ.

Так как глушение скважины осуществляется в два этапа (вымыв флюида, а затем непосредственно глушение закачкой в скважину утяжеленной до расчетной величины промывочной жидкости), этот метод известен в литературе еще как двухстадийный. Название метода обусловлено тем, что с его помощью бурильщик обязан самостоятельно ликвидировать проявление, не прибегая к сложным расчетам. Преимущество метода — простота использования при минимальных знаниях бурового персонала. Недостаток — необходима большая надежность в работоспособности бурового оборудования на протяжении всего цикла работ по ликвидации проявления. Метод применяют при близком расположении долота к забою. Сразу же после определения давлений в бурильной колонне и затрубном пространстве приступают к вымыву флюида из скважины.

На рис. 11.18, *а* приведены классические диаграммы давлений при вымыве з а б о й н о й газовой пачки и глушении скважины с характерными точками. Участок *1′—1* — запуск насоса до выхода его на заданную интенсивность промывки, т. е. точка *а* обозначает начало открытия дросселя. При заданной (выбранной бурильщиком) постоянной производительности промывки давление в бурильных трубах $p_{б.т}$ необходимо поддерживать п о с т о я н н ы м до полного вымыва флюида из скважины: это постоянство давления регулируется закрытием или открытием дросселя на блоке дросселирования (участок *1—2*). Величина давления в бурильных трубах до полного вымыва флюида определяется по формуле

$$p_{б.т} = p_{пр} + \Delta p_{б.т} + 0{,}5,$$

где $p_{пр}$ — потери давления во всей системе от насоса до выкида линии дросселирования при промывке на выбранной производительности глушения (определяют опытным путем заранее), МПа; $\Delta p_{б.т}$ — давление в бурильных трубах после герметизации устья, МПа; 0,5 — запас на противодавление, МПа.

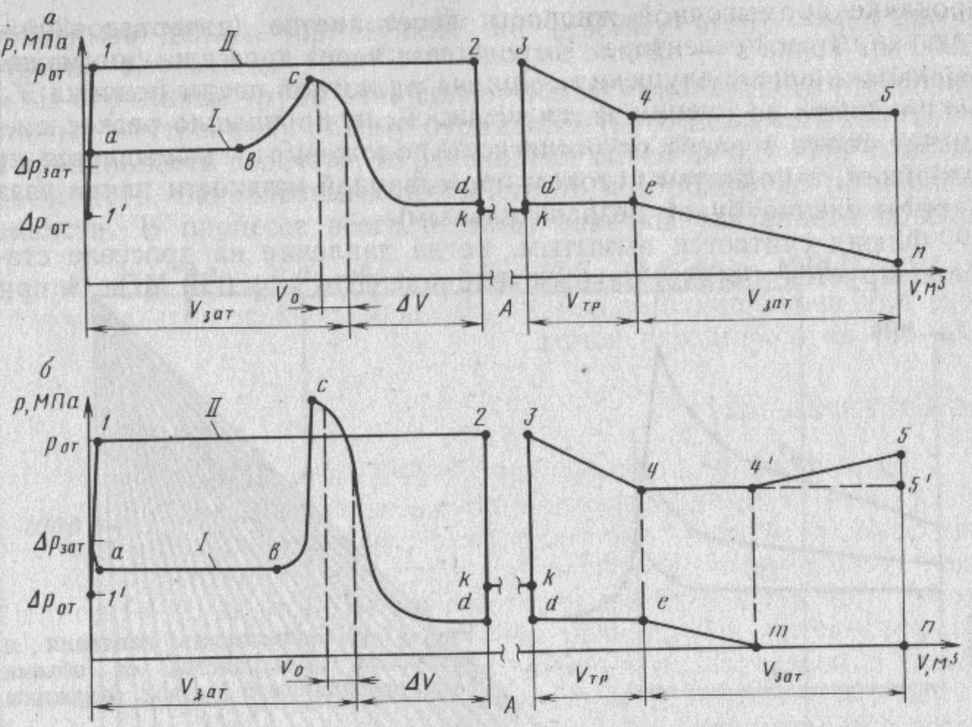


Рис. 11.18. Кривые давлений при глушении скважины методом бурильщика:
а — при бурении скважин на суше; *б* — при бурении скважин с БС или ППБУ; *I* — в затрубном пространстве; *II* — в трубах

При отсутствии величины $p_{пр}$ начальное давление в бурильных трубах $p_{б.т}$ можно определить кратковременной прокачкой (2—3 мин) промывочной жидкости через линию дросселирования при поддержании в затрубном пространстве постоянного давления ($\Delta p_{зат} + 0{,}5$) МПа, где $\Delta p_{зат}$ — давление в затрубном пространстве после герметизации устья.

Плотность промывочной жидкости в течение всего процесса вымыва флюида н е м е н я е т с я.

Динамика изменения давления в затрубном пространстве при вымыве газа показана кривой *I*. Абсолютная величина давления в затрубном пространстве зависит от объема газа, поступившего в скважину (рис. 11.19), но в случае значительного превышения над давлением в бурильных трубах происходит перераспределение давлений. В этом случае давление в бурильных трубах начнет расти, и чтобы удержать его на прежнем (более низком) уровне, необходимо уменьшить подачу раствора при промывке. Аналогично необходимо поступить, если давление в затрубном пространстве начнет приближаться к предельно допустимому из условия прочности обсадных труб в приустьевой части или пород в открытой части ствола. Точка *b* (см. рис. 11.18, *а*) — начало

расширения газа в затрубном пространстве (интервал 300—1200 м). Точка c — начало выхода газа через дроссель; оно может несколько опережать начало выхода расчетной пачки притока V_0, полученного до герметизации устья. Если произошло резкое смещение точки c влево от расчетного положения — вымывается не забойная, а поднятая потоком промывочной жидкости пачка газа (доутяжеление будет незначительным).

Флюид считается вымытым, когда давление на дросселе стабилизируется и станет равным величине ($\Delta p_{б.т} + 0{,}5$) МПа, а при

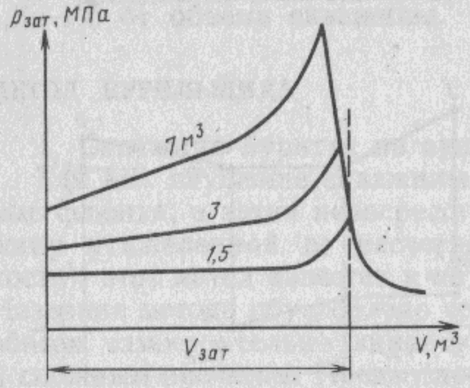


Рис. 11.19. Зависимость давления в затрубном пространстве от объема газа, поступившего в ствол скважины

прекращении циркуляции давления в трубном и затрубном пространствах должны быть одинаковыми и равными $\Delta p_{б.т}$ (точка k участка A). Если нет равновесия, то это означает, что в ствол скважины поступила новая порция газа или газ поступал в течение всего процесса промывки. В этом случае необходимо промыть скважину заново, увеличив давление $p_{б.т}$.

Дополнительный объем закачанной промывочной жидкости ΔV (см. рис. 11.18, $а$) обусловлен возможными ошибками в расчетах, незнанием точного объема скважины в необсаженном интервале, а также проскальзыванием слоев промывочной жидкости в зоне каверн, возможным образованием зон застоя и т. п. Практика глушения проявлений показала, что

$$\Delta V = (0{,}3 \div 1)\, V_{зат}.$$

В процессе промывки (вымыва газа) буровая бригада утяжеляет необходимый объем промывочной жидкости до расчетной величины (г/см³)

$$\rho_к = k\,(\rho_ж + 100\,\Delta p_{б.т}/L_{скв}),$$

где k — коэффициент безопасности согласно п. 8.2 ЕТП; $\rho_ж$ — плотность промывочной жидкости в скважине до начала проявления, г/см³; $L_{скв}$ — глубина скважины (проявляющего горизонта), м.

Величину доутяжеления можно определить по номограмме (рис. 11.20). После доутяжеления промывочной жидкости в необходимом объеме приступают ко второму этапу — непосредственно глушению.

В бурильные трубы закачивают объем утяжеленного раствора, равный внутреннему объему бурильных труб. Если есть сомнение в правильности подсчета, то закачивают объем на 0,5—1 м³ больше расчетного. Закачиваемый объем строго контролируют по мерной емкости. В процессе всего периода закачки указанного объема

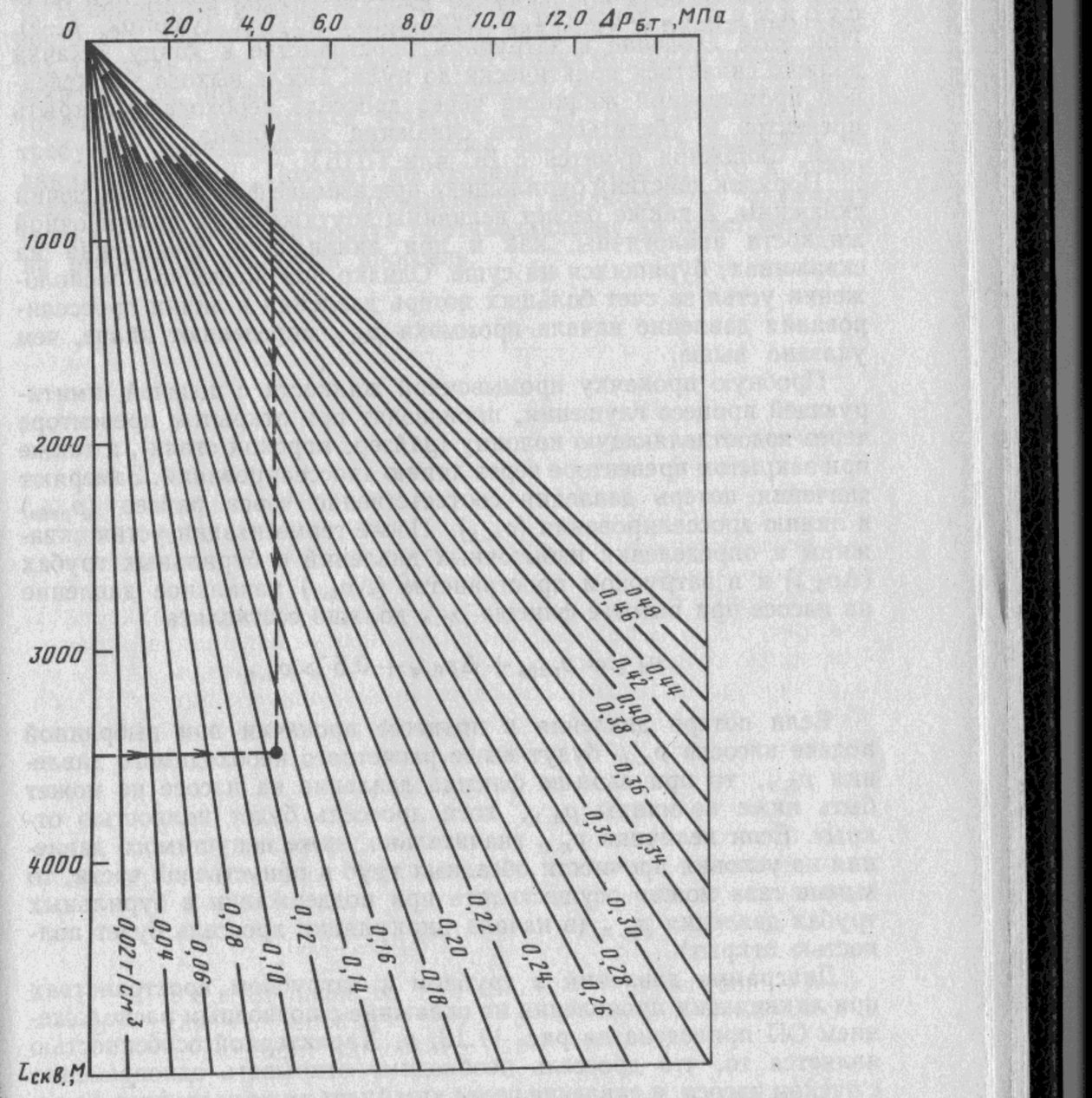


Рис. 11.20. Номограмма для определения необходимой величины доутяжеления раствора

давление в затрубном пространстве поддерживается постоянным (участок *de*). Давление в бурильных трубах будет снижаться и к концу закачки достигнет некоторой величины (точка *4*). Если продолжать закачивать утяжеленную промывочную жидкость в бурильные трубы, то давление на насосе начнет повышаться. После выхода утяжеленной промывочной жидкости из-под долота дальнейшую закачку необходимо производить при постоянном давлении в бурильных трубах (участок *4—5*). При этом давление в затрубном пространстве к концу закачки должно снизиться практически до нуля. После выхода утяжеленной промывочной жидкости через дроссель необходимо открыть превентор и убедиться, что скважина заглушена.

2. Скважина бурится с БС или ППБУ.

Порядок действий бурильщика при вымыве флюида и глушении скважины, а также расчет величины доутяжеления промывочной жидкости аналогичны, как и при ликвидации проявления на скважинах, бурящихся на суше. Однако при подводном расположении устья за счет больших потерь давления в линии дросселирования давление начала промывки $p_{б.т}$ определяют иначе, чем указано выше.

Пробную прокачку промывочной жидкости с подачей, имитирующей процесс глушения, производят при открытом превенторе через водоотделяющую колонну (райзер, морской стояк), а также при закрытом превенторе через линию дросселирования. Замеряют значения потерь давления соответственно через райзер ($p_{райз}$) и линию дросселирования ($p_{л.д}$). После герметизации устья скважины и определения избыточных давлений в бурильных трубах ($\Delta p_{б.т}$) и в затрубном пространстве ($\Delta p_{зат}$) начальное давление на насосе при вымыве флюида $p_{б.т}$ должно составлять

$$p_{б.т} = p_{райз} + \Delta p_{б.т} + 0{,}5 \geqslant p_{л.д}.$$

Если потери давления в процессе прокачки при выбранной подаче насосов $p_{л.д}$ будут выше расчетного необходимого давления $p_{б.т}$, то при вымыве флюида давление на насосе не может быть ниже величины $p_{л.д}$, хотя дроссель будет полностью открыт. Если величина $p_{л.д}$ значительно ниже допустимого давления из условия прочности обсадных труб в приустьевой части, то вымыв газа можно осуществлять при поддержании в бурильных трубах давления $p_{л.д}$ (в начале циркуляции дроссель будет полностью открыт).

Диаграмма давлений в трубном и затрубном пространствах при ликвидации проявления на скважине с подводным расположением ОП приведена на рис. 11.18, *б*. Характерной особенностью является то, что дроссель необходимо открывать одновременно с пуском насоса, и давление перед ним будет ниже величины $\Delta p_{зат}$. Если потери давления в линии дросселирования превышают значение $\Delta p_{б.т}$, то к концу процесса вымыва флюида дроссель будет полностью открыт, а на пласт будет передаваться дополнительное давление $(p_{л.д} - p_{райз}) - \Delta p_{б.т}$.

При подводном расположении устья кривая роста давлений перед выходом газа через дроссель (участок *bc*) будет значительно круче, а максимальное давление на дросселе при выходе газа (точка *c*) не должно значительно превышать давления в бурильных трубах.

В некоторый момент закачки утяжеленной промывочной жидкости для поддержания постоянного давления в бурильных трубах дроссель будет полностью открыт (точка *m*). Если продолжать закачку при прежней подаче насоса, то давление в бурильных трубах будет повышаться (участок *4′—5*). Во избежание этого требуется уменьшить подачу насоса либо открыть задвижку на линии глушения. Поэтому необходимо учитывать, что к концу закачки утяжеленной промывочной жидкости в скважину (точка *n*) будет существовать противодавление на пласт несмотря на полностью открытый дроссель.

12. СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИНАДЛЕЖНОСТИ

12.1. КАНАТЫ СТАЛЬНЫЕ

Канаты стальные различают:

по конструкции: ТК, ЛК — точечное и линейное касание проволок между слоями соответственно; ТЛК — точечно-линейное касание проволок между слоями; О, Р — пряди состоят из проволок одинакового и разного диаметров; РО — прядь состоит из проволок разного и одинакового диаметров в слоях;

по назначению: ГЛ — грузолюдские, Г — грузовые;

по механическим свойствам проволоки: В — высшей марки, 1 — первой марки;

по условиям работы: ОЖ, Ж, С — соответственно особо жесткие, жесткие и средние агрессивные условия работы;

по сочетанию направлений свивки: О — односторонняя, К — комбинированная, без обозначения — крестовая;

по способу свивки: Н — нераскручивающийся, Р — раскручивающийся.

Для буровых установок применяют 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).

Характеристики стальных канатов с органическим сердечником (рис. 12.1) приведены в табл. 12.1.

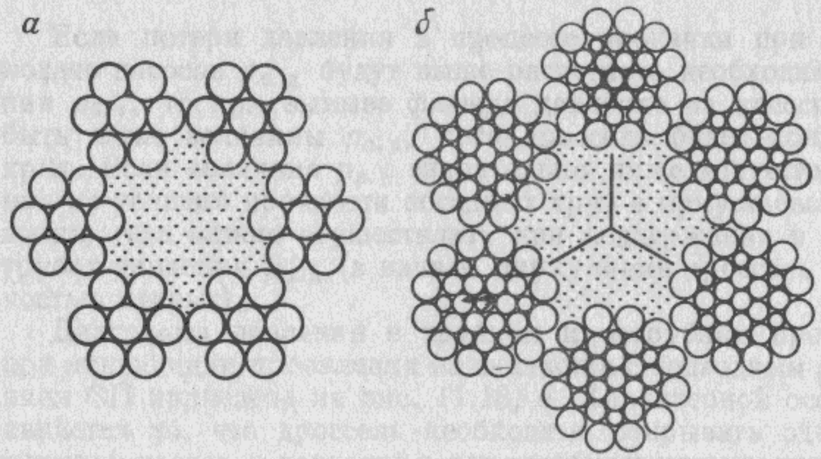


Рис. 12.1. Канат стальной с органическим сердечником:
а — ЛК-О; *б* — ЛК-РО

Таблица 12.1

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	79	84	88
14,5	ЛК-О (6×7)	3069—80	745	98	105	111	116
	ТК (6×7)	3070—74	715	—	99	105	108
15,5	ЛК-О (6×7)	3069—80	848	112	119	126	132
	ТК (6×37)	3071—74	835	—	110	117	120
	ТЛК-О (6×37)	3079—80	852	—	113	121	124
17,0	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1065	—	142	151	155
19,5	ЛК-О (6×19)	3077—80	1370	174	183	197	230
	ЛК-Р (6×19)	2688—80	1405	179	191	203	209
	ТК (6×19)	3070—74	1275	—	173	184	190
	ЛК-О (6×7)	3069—80	1335	177	189	201	208
	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1350	169	180	191	197
21,5	ТЛК-О (6×37)	3079—80	1670	208	222	237	244
22,5	ЛК-Р (6×19)	2688—80	1850	235	251	267	275
	ТК (6×19)	3070—74	1735	—	240	255	263
	ТК (6×37)	3071—74	1705	—	229	243	249
28,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	3000	—	440	468	495
32,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	3800	—	547	581	615
35,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	4640	—	659	700	741
38,0	ЛК-РО (6×31)	16853—71	5450	—	782	830	879

Примечание. Канаты талевые по ГОСТ 16853—88 поставляются в бухтах длиной 1000, 1200 и 1500 м.

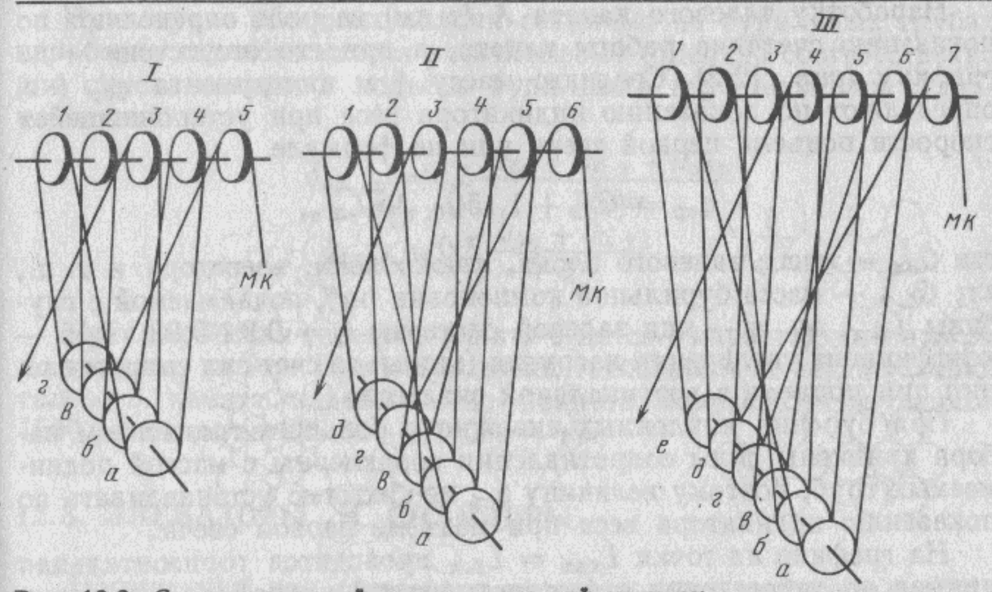


Рис. 12.2. Схемы крестовой оснастки талевой системы:
I, II, III — оснастки 4×5 (*5—г—1—а—4—в—2—б—3*), 5×6 (*6—д—1—а—5—г—2—б—4—в—3*) и 6×7 (*7—е—1—а—6—д—2—б—5—г—3—в—4*)

12.2. ОТРАБОТКА ТАЛЕВЫХ КАНАТОВ

При эксплуатации талевых канатов их износ между I и III роликами талевого блока — наибольший вследствие более частого огибания роликов под нагрузкой во время спуско-подъемных операций. Поэтому для увеличения срока службы каната его надо периодически перетягивать, сдвигая участок из зоны наибольших нагрузок в менее нагруженную зону. Этим достигается более равномерный износ каната по всей длине. На практике применяется несколько вариантов перетяжки, предложенных институтом «Гипронефтемаш» (табл. 12.2).

Таблица 12.2

Показатель	Варианты		
	I	II	III
Наработка до первой перетяжки, т·км	3100	5000	15 000
Длина перепускаемого отрезка, м	55	80	100*
Наработка до второй (очередной) перетяжки, т·км	3000	4000	10 000
Снижение наработки для каждой очередной перетяжки, т·км	100	—	—

Примечание. Звездочка означает, что длина перепуска в третий раз составляет 300 м.

Наработку талевого каната A (т·км) за рейс определяют по показанию счетчика работы каната, а при его отсутствии — по графику (рис. 12.3). Среднюю массу 1 м инструмента $q_{ср}$ (кг) определяют по показанию индикатора веса при установившейся скорости подъема первой свечи или по формуле

$$q_{ср} = (G_{бл} + 1{,}15G_{б.т})/\eta L_{б.т},$$

где $G_{бл}$ — масса талевого блока, крюкоблока, элеватора и т. п., кг; $G_{б.т}$ — масса бурильной компоновки (кг), поднимаемой с глубины $L_{б.т}$, м; η — кпд талевой системы, $\eta = 0{,}9 \div 0{,}93$; 1,15 — коэффициент увеличения нагрузки (массы) за счет сил сопротивления при подъеме в вертикальной скважине.

При бурении наклонных скважин с большим градиентом набора кривизны силы сопротивления соразмерны с массой поднимаемых труб, поэтому величину $q_{ср}$ необходимо устанавливать по показанию индикатора веса при подъеме первой свечи.

На графике из точки $L_{скв} = L_{б.т}$ проводится горизонтальная прямая до пересечения с соответствующей кривой $q_{ср}$, из точки пересечения восстанавливается перпендикуляр и определяется работа A каната за рейс.

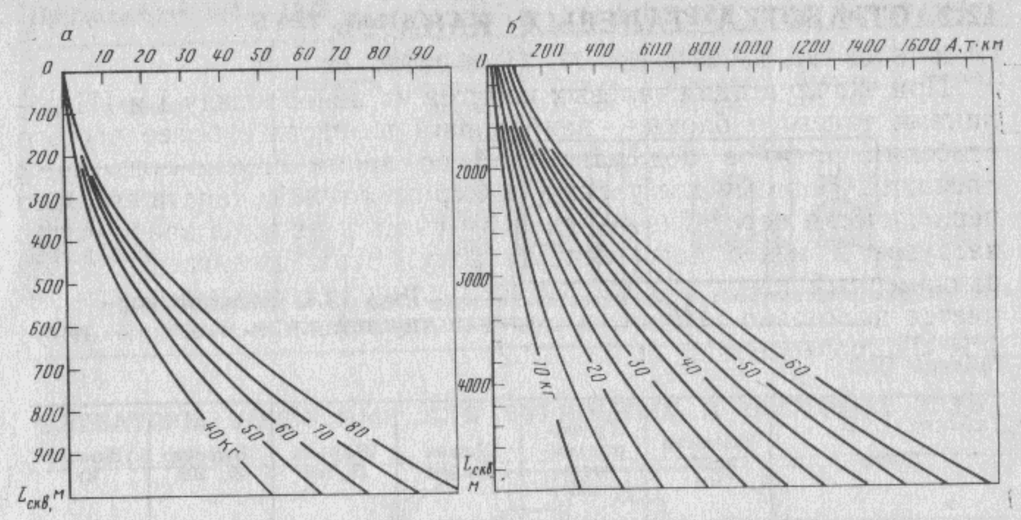


Рис. 12.3. График наработки талевого каната за 1 рейс:
а, б — глубина скважины соответственно до 1000 и до 5000 м

При спуске обсадных колонн одной секцией

$$q_{ср} = 0{,}5\,\frac{G_{бл} + G_{обс}}{\eta L_{скв}},$$

где $G_{обс}$ — масса спущенных обсадных труб (кг) на глубину $L_{скв}$, м.

При спуске обсадных колонн секциями на бурильных трубах наработку талевого каната рассчитывают отдельно соответственно для спуска секции и подъема бурильных труб после их отвинчивания:

$$q_{ср.\,сп} = 0{,}5\,\frac{G_{бл} + G_{б.т} + G_{обс}}{\eta L_{скв}},$$

$$q_{ср.\,п} = 0{,}5\,\frac{G_{бл} + G_{б.т}}{\eta L_{б.т}}.$$

Учет наработки талевого каната ведется с нарастающим итогом по каждому рейсу. При соблюдении требований по эксплуатации талевого каната наработка до полного износа бухты длиной 1500 м достигает 65 000—70 000 т·км.

12.3. ЭЛЕВАТОРЫ И СПАЙДЕРЫ

Нормальный ряд элеваторов и спайдеров по грузоподъемности (СТ СЭВ 3187—81), кН: 40, 63, 100, 200, 320, 500, 800, 1000, 1250, 1400, 1700, 2000, 2500, 3200, 4000, 4500.

ЭЛЕВАТОРЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

ТУ 26-16-132—81, ТУ 26-02-258—77, ТУ 26-02-933—82

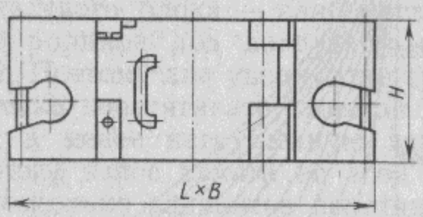


Рис. 12.4. Элеватор корпусной

Таблица 12.3

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
КМ 60-125	60	1250	610	225	250	67
КМ 73-125	73	1250	610	225	250	63
КМ 89-125	89	1250	645	255	250	82
КМ 89-200	89	2000	710	255	310	121
КМ 102-125	102	1250	645	255	250	78
КМ 102-200	102	2000	710	255	310	117
КМ 114-140	114	1400	670	300	260	94
КМ 114-250	114	2500	760	320	320	155
КМ 114НП-250	114 НП	2500	760	320	320	152
КМ 127-140	127	1400	670	300	260	89
КМ 127НП-140	127 НП	1400	670	300	260	86
КМ 127-250	127	2500	760	320	320	149
КМ 127НП-250	127 НП	2500	760	320	320	144
КМ 129-140	129 Л	1400	670	300	260	89
КМ 140-170	140	1700	755	340	290	131
КМ 140-320	140	3200	800	355	350	193
КМ 146-170	146	1700	755	340	290	128
КМ 146-320	146	3200	800	355	350	189
КМ 168-170	168	1700	780	360	290	134
КМ 168-320	168	3200	800	355	350	177
КМ 178-170	178	1700	780	360	290	129
КМ 178-320	178	3200	800	355	350	171
ЭН 194-125	194	1250	940	350	365	180
КМ 194-320	194	3200	850	400	350	261
ЭН 219-125	219	1250	965	380	365	220
КМ 219-320	219	3200	850	400	350	237
ЭН 245-125	245	1250	995	410	365	235
КМ 245-320	245	3200	900	435	350	295
ЭН 273-125	273	1250	1035	440	365	250
КМ 273-320	273	3200	900	435	350	265
ЭН 299-125	299	1250	1060	470	365	265
КМ 299-320	299	3200	1020	475	350	340
ЭН 324-125	324	1250	1095	500	365	290
КМ 324-320	324	3200	1020	475	350	310
КМ 340-320	340	3200	1070	510	350	363
ЭН 351-125	351	1250	1120	530	365	325
КМ 351-320	351	3200	1070	510	350	352
ЭН 377-125	377	1250	1165	560	365	354

Продолжение табл. 12.3

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
КМ 377-320	377	3200	1100	535	350	395
ЭН 426-125	426	1250	1195	600	365	388
ЭН 478-80	478	800	1245	650	365	365

Примечание. НП — трубы с приварными замками и высаженными наружу концами, Л — трубы из алюминиевых сплавов.

ЭЛЕВАТОРЫ КОРПУСНЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ ТРУБ

ТУ 26-02-945—82

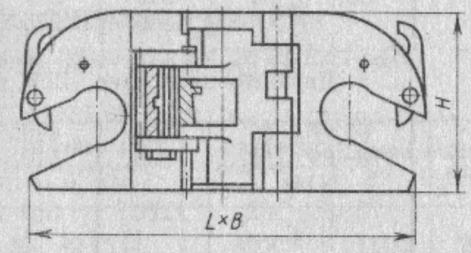


Рис. 12.5. Элеватор корпусной типа ЭК

Таблица 12.4

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
ЭК 114-250	114	2500	760	280	320	140
ЭК 114НП-250	114 НП	2500	760	280	320	138
ЭК 127-250	127	2500	760	280	320	135
ЭК 127НП-250	127 НП	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	415	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. Гарантийный ресурс работы 180 ч.

ЭЛЕВАТОРЫ ДЛЯ НКТ

ОСТ 26-16-1626—84, ТУ 26-16-87—79, ТУ 26-16-157—83

Таблица 12.5

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Масса, кг
		Одноштропные (рис. 12.6, *а*)				
ЭТАР-12,5	33, 42, 48	125	190	230	565	14
ЭТАР-20	48, 60, 73	200	250	260	565	30
ЭТА-32	48, 60, 73	320	265	200	540	21
ЭТА-50	60, 73, 89	500	280	230	575	28
ЭГ-89	89	800	225	250	540	32
		Двухштропные (рис. 12.6, *б*)				
ЭТАД-50	60, 73, 89	500	440	260	175	37
ЭТАД-80	73, 89, 102, 114	800	510	290	220	58
ЭТАД-125	73, 89, 102, 114	1250	610	320	250	85

Примечания. 1. В заказе необходимо указывать диаметр захвата (труб). 2. Гарантийный срок работы 600 ч или 6000 циклов.

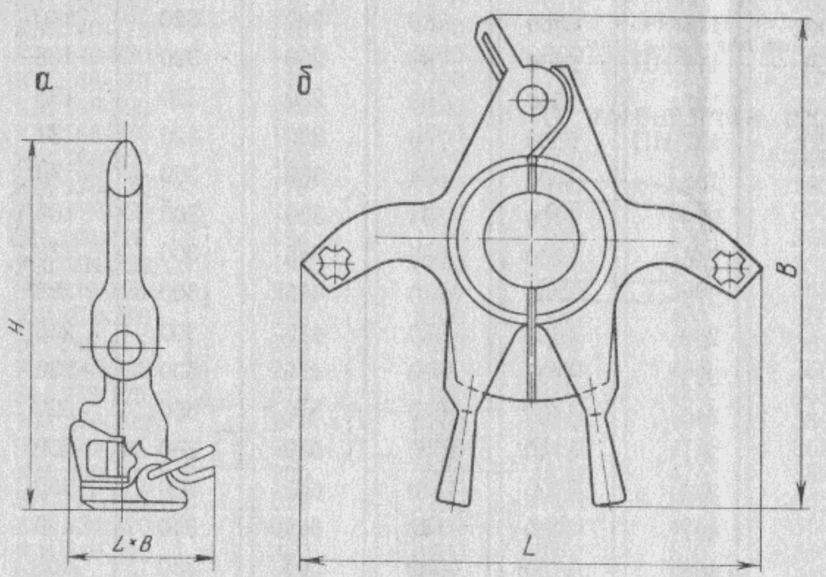


Рис. 12.6. Элеватор для НКТ:
а, *б* — одно- и двухштропный

ЭЛЕВАТОР-СПАЙДЕР С КЛИНОВЫМ ЗАХВАТОМ

ТУ 26-02-519—84

Таблица 12.6

Шифр	Диаметр труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
ЭОК 114-194	114, 127, 140, 146, 168, 178, 194	2500	1010	1010	915	945
ЭОК 178-351	178, 194, 219, 245, 273, 299, 324, 340, 351	3200	1110	1075	920	1430

ЗАХВАТ КЛИНОВОЙ ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ

ТУ 26-02-542—74, ТУ 26-02-4—87, ТУ 26-02-1027—86

Таблица 12.7

Шифр	Диаметр захватываемых труб, мм	Грузоподъемность, кН	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
ПКР-560	73, 89, 114, 127, 140, 147, 168	3200	1500	820	1490	1915
ПКРО-560М	194, 219, 245, 273, 299, 324	4000	750	750	1530	1560
ПКРБО-560	60—340	3200	1700	900	1650	2410
ПКРБО-700	60—508	4000	1700	950	1650	2690

Примечания. 1. Наработка на плашки 400 ч. 2. Захваты ПКРБО выпускаются с ручным (ОР) или механизированным (ОМ) отводом привода.

КЛИНЬЯ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ТУ 26-02-813—78

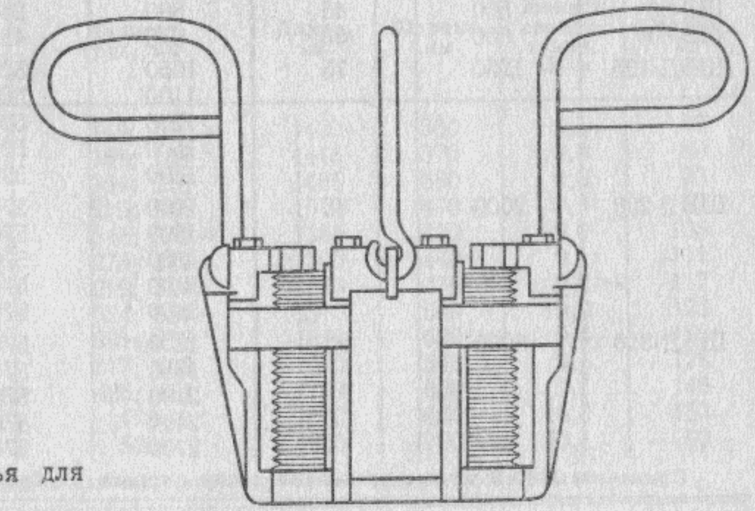


Рис. 12.7. Клинья для бурильных труб

Таблица 12.8

Шифр	Диаметр труб, мм	Допустимая нагрузка, кН	Масса, кг
КТБ-114	114	1175	43
КТБ-127	127	1175	38
КТБ-140	140	1175	42
КТБ-168	168	1175	53
КТБУ-146	146	310	32
КТБУ-178	178	310	28
КТБУ-203	203	310	25

Примечание. Диаметр клиньев 325 мм, высота 390 мм.

ШТРОПЫ БУРИЛЬНЫЕ

СТ СЭВ 2451—80, ТУ 26-02-442—72, ТУ 26-02-998—85

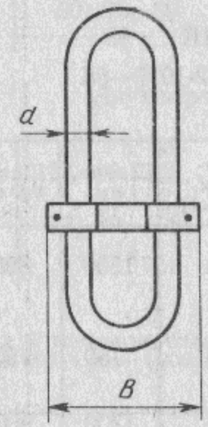


Рис. 12.8. Штропы бурильные

Таблица 12.9

Шифр	Грузоподъемность, кН	d, мм	Длина, мм	Ширина B, мм	Масса, пары, кг
РИ-Э/10	100	30	920	210	22
ШЭ-28	280	35	850	220	29
ШЭ-32	320	40	850	225	37
ШЭ-50	500	45	890	240	48
ШЭ-80	800	60	975	485	120
ШБД-125	1250	75	1050	520	165
			1100	520	170
			1200	520	185
			1500	520	230
			1800	520	270
ШБД-200	2000	85	1100	570	220
			1500	570	295
			1800	570	350
			2100	570	400
			2400	570	455
ШБД-320	3200	90	1800	570	385
			1850	570	400
			2100	570	450
			2400	570	510
			2700	570	570

Примечания. 1. В заказе указывают длину штропов. 2. Срок службы 3 г.

12.4. КЛЮЧИ

КЛЮЧИ АВТОМАТИЧЕСКИЕ

ТУ 26-02-28—79, ТУ 26-02-1011—85

Таблица 12.10

Шифр	Диаметр свинчиваемых труб, мм	Момент при свинчивании, кН·м	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
АКБ-3М2	108—216	1,2—50,0	1655	1015	2400	3000
АКБУ	60—340	2,0—70,0	2070	1160	4600	4100

Примечание. Гарантийный срок службы 10 000 циклов свинчивания или развинчивания.

КЛЮЧИ МАШИННЫЕ ПОДВЕСНЫЕ

ТУ 26-02-673—75, ТУ 26-02-842—79,
ТУ 26-02-35—75, ТУ 26-02-779—77

Шифр	БУ 73—89	КГП	КМБ 108-212	УМК-1С
Диаметр труб, мм	73—89	73—108	108—212	108—212
Размеры, мм:				
длина	1250	1370	1560	1590
ширина	360	700	590	570
высота	860	560	1040	1120
Момент свинчивания, кН·м	30,5	30,0	80,0	65,0
Масса, кг	74	300	225	147

Примечание. Гарантийный срок работы 500 ч или 6000 циклов.

КЛЮЧИ МАШИННЫЕ ПОДВЕСНЫЕ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

ТУ 26-02-779—77

Таблица 12.11

Шифр	Диаметр труб, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Момент свинчивания, кН·м	Масса, кг
ОМН-146/166	146; 166	1420	360	8,5	80
ОМН-168/188	168; 188	1445	370	8,5	89
ОМН-194/216	194; 216	1485	380	8,8	93
ОМН-219/245	219; 245	1510	410	8,9	97
ОМН-245/270	245; 270	1555	430	9,0	105
ОМН-273/299	273; 299	1560	440	9,1	111
ОМН-299/324	299; 324	1580	470	9,2	117
ОМН-324/351	324; 351	1615	500	9,3	123
ОМН-351/376	351; 376	1650	520	9,4	128
ОМН-377/402	377; 402	1670	540	9,5	128
ОМН-426/451	426; 451	1750	600	9,7	145
ОМН-478	478	1800	660	10,0	153
ОМН-530	530	1850	720	10,1	160

Примечание. Высота ключей с учетом рукоятки для подвески 840 мм.

КЛЮЧИ ЦЕПНЫЕ

ТУ 26-02-355—76

Шифр	КЦО-1	КЦН-1	КЦН-2	КЦН-3
Диаметр труб, мм	60—114	60—114	114—146	146—245
Длина цепи, мм	667	667	928	1377
Размеры, мм:				
длина	660	1160	1570	2100
ширина	100	100	112	152
высота	110	110	135	165
Масса, кг	11	14	24	53

КЛЮЧИ ТРУБНЫЕ ДЛЯ НКТ

ТУ 26-02-484—73, ТУ 26-02-170—79, ТУ 26-02-1039—87, ТУ 26-16-101—79

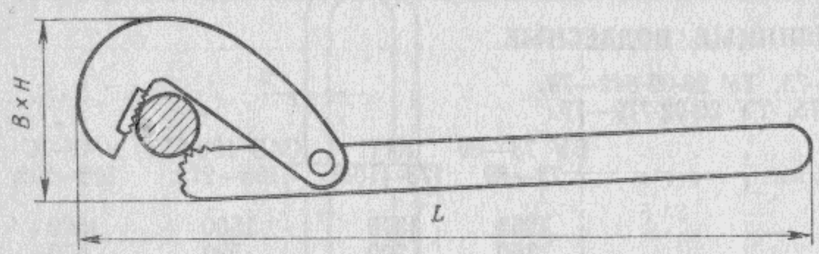


Рис. 12.9. Ключ трубный для НКТ

Таблица 12.12

Шифр	Диаметр труб	Длина L	Ширина B	Высота H	Развиваемый момент, кН·м	Масса, кг
КТГУ-М-48	48	350	140	40	2,5	3
КСМ-48	48; 63,5	205	180	137	2,0	5
КТНД 48-89	48—89	650	128	120	0,5	8
КТГУ-60	60	360	150	46	2,5	4
КТГУ-М-60	60	330	140	58	3,0	4
КСМ-60	60; 78	205	195	137	2,4	5
КТГУ-73	73	375	160	55	3,0	5
КТГУ-М-73	73	345	155	67	3,5	5
КСМ-73	73, 98	240	210	139	2,9	9
КТГУ-89	89	415	185	55	3,5	7
КТГУ-М-89	89	380	190	67	4,5	7
КСМ-89	89; 114	265	230	154	3,4	10
КТНД 89-132	89—132	850	180	120	0,7	10
РИК-95	95	1400	172	90	2,0	21
КСМ-114	114; 141	275	255	154	3,4	11

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Ключи КСМ и КТГУ-М для механизированного свинчивания и развинчивания НКТ. 3. Гарантийный ресурс работы ключей КСМ и КТГУ — 500 ч, КТНД и РИК — 360 ч, КТГУ-М — 2500 ч.

КЛЮЧИ ШАРНИРНЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ

ГОСТ 6494—71

Шифр (диаметр трубы, мм)	33,5	42,0	50,0	60,3	63,5
Размеры, мм:					
длина L	510	529	557	585	585
ширина B	100	125	162	185	190
высота H	42	46	46	46	46
Крутящий момент, Н·м	1200	1500	2100	2400	2400
Масса, кг	3,1	4,2	6,2	7,4	7,4

КЛЮЧИ ШАРНИРНЫЕ

ГОСТ 10465—74 Е, ТУ 34-2216—75, ТУ 41-01-453—86

Таблица 12.13

Шифр	Диаметр труб, мм	Длина L, мм	Ширина B, мм	Высота H, мм	Крутящий момент, Н·м	Масса, кг
КК 36	34,5	440	85	29	800	1
КК 46	44,5	450	95	29	800	2
КШ-46	38—44	610	115	34	2000	3
КК 59	57,5	465	108	29	800	2
КШ-59	48—60	610	142	34	3000	4
КК 76	74	485	130	29	800	3
КШ-76	63—74	626	168	34	3000	4
73/89	73; 89	500	190	64	1950	5
КК 93	91	610	150	35	1200	4
КШ-93	83—91	643	188	34	3000	4
108/127	108; 127	450	240	64	2200	6
КК 112	110	626	176	35	1200	4
КК 132	130	745	199	35	1200	5
146	146	450	256	64	2500	7
КК 151	149	770	218	35	1200	5
168/188	168; 188	620	316	76	2900	13
219/243	219; 243	620	374	76	3400	14

Примечание. Конструкцию см. на рис. 12.10.

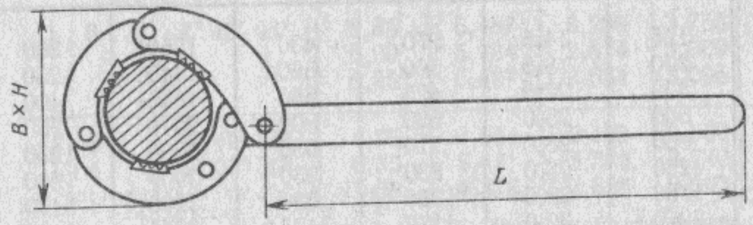


Рис. 12.10. Ключ шарнирный

12.5. БЛОКИ

ШКИВЫ ТАЛЕВЫХ МЕХАНИЗМОВ

Таблица 12.14

Шифр	Диаметр, мм		Масса, кг
	каната	шкива (наружный)	
Шк-800-25	25	900	120
Шк-900-28	28	1000	150
Шк-1000-32	32	1120	250
Шк-1130-32	32	1250	310
Шк-1285-35	35	1400	390
Шк-1365-38	38	1500	430

КРЮКОБЛОКИ

ОСТ 26-16-1607—79, ТУ 24-00-1931—80

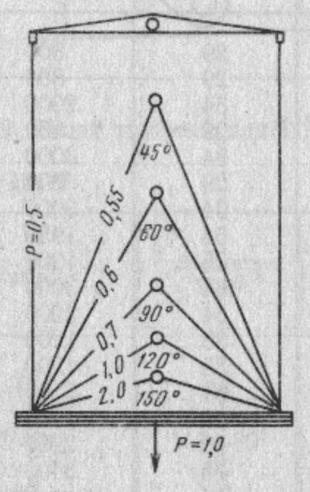


Рис. 12.11. Зависимость нагрузки P (в условных ед.) на стропы от угла между ними

Таблица 12.15

Шифр	Грузоподъемность, кН	Диаметр каната, мм	Ширина, мм	Длина, мм	Высота, мм	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

13. РЕЗЬБЫ И РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

13.1. ПРОФИЛИ РЕЗЬБ И РАЗМЕРЫ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ПРОФИЛЬ ЗАМКОВОЙ И МЕТРИЧЕСКОЙ КОНИЧЕСКОЙ РЕЗЬБ

РД 39-2-863—83, ГОСТ 20692—75, ГОСТ 21210—75, ГОСТ 5286—75, ГОСТ 7918—75

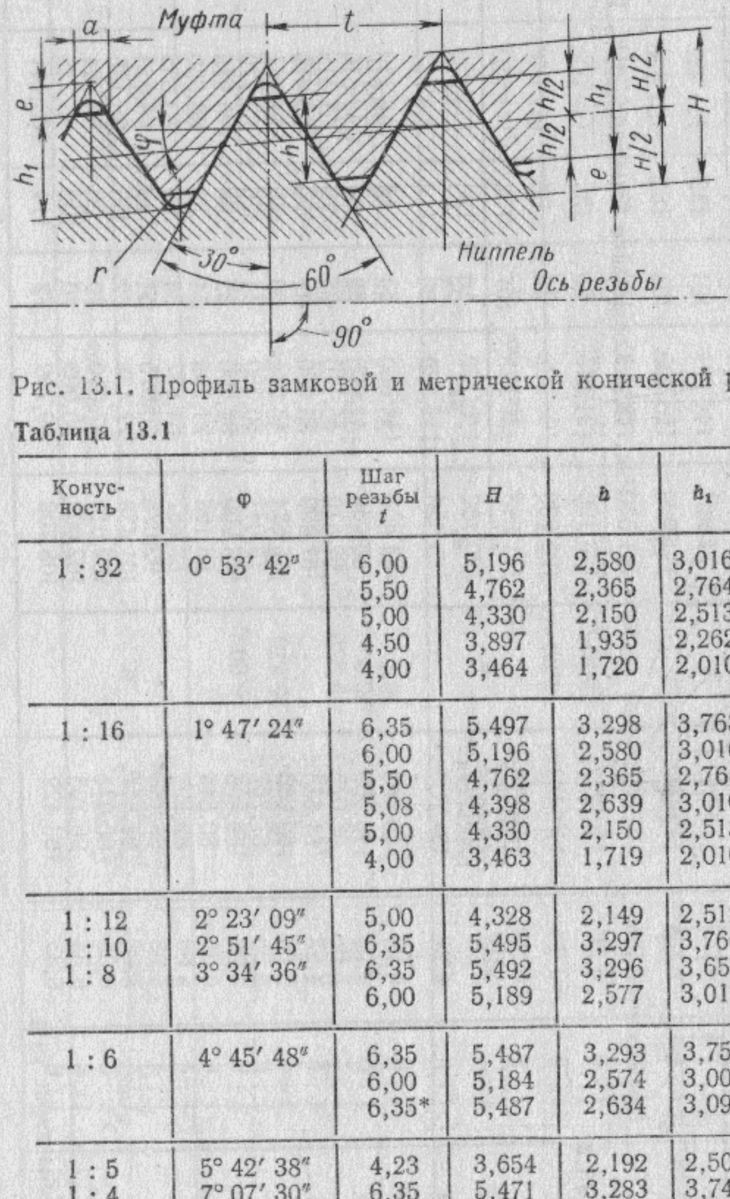


Рис. 13.1. Профиль замковой и метрической конической резьб

Таблица 13.1

Конусность	φ	Шаг резьбы t	H	h	h_1	e	r	a
1 : 32	0° 53′ 42″	6,00	5,196	2,580	3,016	1,308	0,872	1,512
		5,50	4,762	2,365	2,764	1,199	0,799	1,386
		5,00	4,330	2,150	2,513	1,090	0,726	1,260
		4,50	3,897	1,935	2,262	0,981	0,654	1,134
		4,00	3,464	1,720	2,010	0,872	0,581	1,008
1 : 16	1° 47′ 24″	6,35	5,497	3,298	3,763	1,099	0,635	1,267
		6,00	5,196	2,580	3,016	1,308	0,872	1,512
		5,50	4,762	2,365	2,764	1,199	0,799	1,386
		5,08	4,398	2,639	3,010	0,880	0,508	1,016
		5,00	4,330	2,150	2,513	1,090	0,726	1,260
		4,00	3,463	1,719	2,010	0,872	0,581	1,008
1 : 12	2° 23′ 09″	5,00	4,328	2,149	2,512	1,090	0,726	1,260
1 : 10	2° 51′ 45″	6,35	5,495	3,297	3,760	1,099	0,635	1,267
1 : 8	3° 34′ 36″	6,35	5,492	3,296	3,659	1,098	0,635	1,267
		6,00	5,189	2,577	3,012	1,307	0,871	1,510
1 : 6	4° 45′ 48″	6,35	5,487	3,293	3,755	1,097	0,635	1,267
		6,00	5,184	2,574	3,009	1,305	0,870	1,508
		6,35*	5,487	2,634	3,095	1,427	0,965	1,651
1 : 5	5° 42′ 38″	4,23	3,654	2,192	2,500	0,731	0,423	0,847
1 : 4	7° 07′ 30″	6,35	5,471	3,283	3,742	1,094	0,635	0,270
		5,08	4,376	2,626	2,993	0,875	0,508	1,016

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

ЗАМКОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

ГОСТ 7918—75, ГОСТ 5286—75, ГОСТ 20692—75, ГОСТ 21210—75, ТУ 41-01-208—76

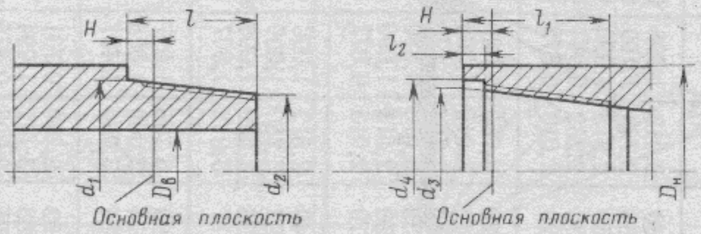


Рис. 13.2. Соединение замковых, МК, РК и РКТ резьб

Таблица 13.2

Тип	Конусность	Шаг	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_В$	l	d_3	d_4	$D_Н$	l_1
З-42	1 : 5	4,23	40,808	10,0	45,000	35,000	22	50	40,616	46,0	57	53
З-50	1 : 5	4,23	48,808	10,0	53,000	41,000	28	60	48,616	54,0	65	63
З-62	1 : 4	5,08	56,075	15,875	62,670	45,170	25	70	57,418	65,1	80	75
З-63,5	1 : 5	4,23	61,633		67,000	53,000	40	70	62,616	68,0	83	75
З-66	1 : 4	5,08	60,080		66,674	47,674	25	76	57,451	63,5	80	81
З-73*	1 : 6	6,35	67,767		73,047	60,380	44	76	67,779	74,6	86	82
З-76	1 : 4	5,08	69,605		76,200	54,200	32	88	70,948	78,6	95	93
З-86*	1 : 6	6,35	80,848		86,128	71,295	54	89	80,860	87,7	108	95
З-88	1 : 4	5,08	82,293		88,887	64,887	38	96	83,635	91,3	108	101
З-92	1 : 4	5,08	85,480		92,075	70,075	54	88	86,823	94,5	108	93
З-101	1 : 4	5,08	94,844		101,438	77,438	62	96	96,186	103,9	118	101
З-102	1 : 6	6,35	96,071		102,010	87,010	70	90	95,424	104,6	120	96
З-102*	1 : 6	6,35	96,723		102,003	85,003	70	102	96,735	103,6	120	108
З-108*	1 : 6	6,35	103,429		108,709	89,709	72	114	103,441	110,3	133	120

Продолжение табл. 13.2

Тип	Конусность	Шаг	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_В$	l	d_3	d_4	$D_Н$	l_1
З-110	1 : 8	6,00	105,423	16,00	110,000	99,383	78	85	104,846	110,9	127	90
З-117	1 : 4	5,08	110,868	15,875	117,462	90,462	58	108	112,210	119,9	140	113
З-121	1 : 4	5,08	115,113		121,709	96,209	80	102	116,457	124,1	146	107
З-122*	1 : 6	6,35	117,500		122,780	103,780	82	114	117,512	124,6	146	120
З-133	1 : 6	6,35	127,361		133,300	114,300	95	114	126,714	135,9	155	120
З-133*	1 : 6	6,35	128,059		133,339	114,339	95	114	128,071	134,9	155	120
З-140	1 : 4	6,35	132,944		140,195	110,195	70	120	133,629	142,8	172	126
З-147	1 : 6	6,35	142,011		147,949	126,782	101	127	141,363	150,5	178	133
З-150	1 : 8	6,00	145,423	16,00	150,000	139,383	118	85	144,846	150,9	172	90
З-152	1 : 6	6,35	146,248	15,875	152,186	131,019	89	127	145,600	154,7	197	133
З-161	1 : 6	6,35	155,981		161,920	140,753	120	127	155,334	164,5	185	133
З-171	1 : 6	6,35	165,598		171,536	150,369	127	127	164,950	174,1	203	133
З-177	1 : 4	6,35	170,549		177,801	144,551	101	133	171,355	180,2	215	140
З-189	1 : 6	6,35	183,488		189,427	168,260	148	127	182,841	192,0	212	133
З-201	1 : 4	6,35	194,731		201,983	167,733	120	137	195,415	205,0	242	144

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Замковая резьба обозначается буквой З и определяется диаметром d_1 в целых числах (без дробных долей). 3. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

ЗАМКОВЫЕ НОМЕРНЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

СТАНДАРТ 7 АНИ

Таблица 13.3

Номер резьбы	Конусность	Средний диаметр в основной плоскости	Ниппель				Муфта			
			d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
NC 23	1 : 6	59,817	65,100	52,400	31,7	76,2	60,50	66,68	79,4	92,1
NC 26	1 : 6	67,767	73,050	60,350	44,4	76,2	68,43	74,61	88,9	92,1
NC 31	1 : 6	80,848	86,131	71,323	54,0	88,9	81,53	87,71	104,8	104,8
NC 35	1 : 6	89,687	94,971	79,096	68,2	95,2	90,68	96,84	120,7	111,1
NC 38	1 : 6	96,723	102,006	85,065	68,2	101,6	97,40	103,58	133,3	117,5
NC 40	1 : 6	103,429	108,712	89,662	71,4	114,3	104,15	110,33	139,7	130,2
NC 44	1 : 6	112,192	117,475	98,425	76,2	114,3	112,84	119,06	152,4	130,2
NC 46	1 : 6	117,500	122,784	103,734	82,5	114,3	118,44	124,62	158,7	130,2
NC 50	1 : 6	128,059	133,350	114,300	95,2	114,3	128,76	134,94	171,4	130,2
NC 56	1 : 4	142,646	149,250	117,500	95,2	127,0	144,63	150,81	190,5	142,9
NC 61	1 : 4	156,921	163,525	126,600	95,2	139,7	158,92	165,10	209,5	155,6
NC 70	1 : 4	179,146	185,750	147,650	95,2	152,4	181,14	187,32	241,3	168,3
NC 77	1 : 4	196,621	203,200	161,950	95,2	165,1	198,61	204,79	285,7	181,0

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Профиль резьбы приведен на рис. 13.1. 3. Обозначения см. на рис. 13.2. 4. Все резьбы укороченного профиля; $H = 15,875$ мм. 5. Шаг резьбы 6,35 мм.

ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ РЕЗЬБ

Таблица 13.4

Отечественная	Зарубежная		Отечественная	Зарубежная		Отечественная	Зарубежная	
	стандартная	номерная		стандартная	номерная		стандартная	номерная
З-66	$2^3/_8$ Reg	—	З-102 *	$3^1/_2$IF	NC 38	З-140	$5^1/_2$ Reg	—
З-76	$2^7/_8$ Reg	—	З-108 *	4 FH	NC 40	З-147	$5^1/_2$ FH	—
З-88	$3^1/_2$ Reg	—	З-117	$4^1/_2$ Reg	—	З-152	$6^5/_8$ Reg	—
З-73 *	$2^3/_8$ IF	NC 26	З-121	$4^1/_2$ FH	—	З-171	$6^5/_8$ FH	—
З-86 *	$2^7/_8$ IF	NC 31	З-122 *	4 IF	NC 46	З-177	$7^5/_8$ Reg	—
З-101	$3^1/_2$ FH	—	З-133 *	$4^1/_2$ IF	NC 50	З-201	$8^5/_8$ Reg	—

* — резьба укороченного профиля.

РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ МК, РК, РКТ

РД 39-2-863—83

Таблица 13.5

Тип	Конусность	Шаг резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
МК 66	1 : 16	6	62,421	16,00	66,0	59,750	30	100	60,842	68,5	100	105
МК 75	1 : 16	6	71,421		75,0	69,375	30	90	69,842	77,0	95	100
МК 76	1 : 32	4	73,780		76,0	73,625	60	76	72,560	78,0	88	80

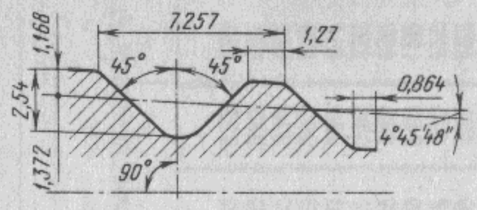
Продолжение табл. 13.5

Тип	Конусность	Шаг резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
МК 84	1 : 16	6	80,421	16,00	84,0	77,437	35	96	78,842	86,0	112	102
МК 84	1 : 16	5,5	80,636		84,0	78,000	35	96	79,272	86,0	112	102
МК 90	1 : 16	6	86,421		90,0	83,437	50	105	84,842	92,0	110	115
МК 98	1 : 16	6	94,421		98,0	91,500	60	104	92,842	100,0	142	114
МК 105	1 : 16	6	101,421		105,0	98,500	60	104	99,842	107,0	125	114
МК 110	1 : 8	6	105,423		110,0	95,500	78	116	104,846	112,5	127	122
МК 110	1 : 16	6	106,421		110,0	103,000	70	112	104,842	112,5	127	125
МК 112	1 : 32	4	109,780		112,0	109,500	68	80	108,562	114,0	122	85
МК 116	1 : 16	6	112,421		116,0	108,500	96	120	110,842	118,5	140	130
МК 117	1 : 32	4,5	114,565		117,0	113,875	95	100	113,130	119,0	132	105
МК 119	1 : 16	4	116,281		119,0	114,000	96	80	115,562	121,0	134	90
МК 120	1 : 16	3,5	117,496		120,0	115,000	95	80	116,992	121,2	134	85
МК 122	1 : 12	5	118,518		122,0	113,500	98	102	117,702	124,0	135	110
МК 125	1 : 16	6	121,421		125,0	117,500	90	120	119,842	127,5	140	130
МК 125	1 : 8	6	120,423		125,0	110,500	98	116	119,846	127,5	145	120
МК 127	1 : 32	5,5	124,135		127,0	123,375	100	116	122,272	128,5	142	126
МК 130	1 : 32	5	127,350		130,0	127,188	108	90	125,700	132,0	145	100
МК 130	1 : 32	6	126,920		130,0	126,250	100	120	124,840	132,5	145	130
МК 135	1 : 16	6	131,421		135,0	127,500	105	120	129,842	137,5	150	130
МК 140	1 : 16	6	136,421		140,0	132,500	110	120	134,842	142,5	155	122
МК 145	1 : 16	6	141,421		145,0	137,500	115	120	139,842	147,5	160	130
МК 150	1 : 32	5	147,350		150,0	146,500	125	112	145,700	152,0	164	118
МК 150	1 : 32	6	146,920		150,0	146,500	125	112	144,840	152,3	164	120
МК 150	1 : 8	6	145,423		150,0	135,500	118	116	144,846	152,5	172	122
МК 154	1 : 32	6	150,920		154,0	150,500	130	112	148,840	156,3	170	120
МК 154	1 : 16	6	150,421		154,0	147,375	132	106	148,842	156,3	172	112
МК 156	1 : 32	5,5	153,135		156,0	152,500	125	112	151,270	158,0	172	120
МК 156	1 : 32	6	152,920		156,0	152,500	125	112	150,840	158,0	172	120

Продолжение табл. 13.5

Тип	Конусность	Шаг резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	H	Ниппель				Муфта			
					d_1	d_2	$D_в$	l	d_3	d_4	$D_н$	l_1
МК 160	1 : 16	6	156,421		160,0	153,375	138	106	154,842	162,0	178	120
МК 168	1 : 32	6	164,920		168,0	164,250	140	120	162,840	170,2	182	130
МК 168	1 : 16	6	164,421		168,0	160,500	126	120	162,842	169,5	190	130
МК 170	1 : 32	6	166,920		170,0	166,094	135	125	168,840	172,3	185	130
МК 174	1 : 32	6	170,920		174,0	170,250	140	120	168,840	176,3	190	123
МК 175	1 : 12	6,35	170,937		175,0	165,000	144	120	169,540	177,0	195	128
МК 177	1 : 16	6	173,421		177,0	169,500	145	120	171,842	179,3	195	126
МК 180	1 : 16	5	176,851	16,00	180,0	173,000	140	112	175,702	182,0	195	117
МК 180	1 : 32	6	176,920	16,00	180,0	176,375	145	116	174,840	182,3	195	120
МК 185	1 : 16	6	181,421	16,00	185,0	177,500	150	120	179,842	187,0	215	126
МК 195	1 : 32	6	191,920	16,00	195,0	191,250	165	120	189,840	197,3	215	126
МК 265	1 : 16	6	261,421	16,00	265,0	256,500	225	136	259,842	267,5	290	146
РКТ 171	1 : 12	6,35	166,379	15,87	171,0	161,000	144	120	164,404	172,5	190	122
РКТ 177	1 : 16	5,08	173,362	16,00	177,0	169,500	140	120	171,724	179,3	195	126
РКТ 208	1 : 6	6,35	202,562	15,87	208,5	188,500	165	120	201,915	210,5	240	126
РКТ 210	1 : 10	6,35	204,703	20,00	210,0	198,000	170	120	203,408	212,5	235	130
РКТ 218	1 : 16	6,35	214,423	20,00	218,97	211,472	182	120	212,374	221,5	240	130
РКТ 230	1 : 8	6,35	224,704	16,00	230,0	212,000	190	144	223,408	232,0	250	154
РКТ 234	1 : 8	6,35	228,204	20,00	234,0	219,000	195	120	227,408	236,5	260	130
РКТ 240	1 : 6	6,35	234,562	15,87	240,5	220,500	205	120	233,915	242,5	270	140
РК 200	1 : 16	6	195,104	16,00	199.35	191,851	162	120	192,858	201,5	215	120
РК 230	1 : 16	6	225,104	16,00	229,35	221,851	181	120	222,858	231,5	255	120

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Обозначения см. на рис. 13.2. 3. Резьба обозначается буквами и определяется диаметром d_1 (в целых числах), шагом резьбы и ее конусностью: МК 125×6×1 : 8.



РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ Н-90 КАТАЛОГ ФИРМЫ «ХЬЮЗ СЛАЙМЛАЙН»

Рис. 13.3. Профиль резьбы типа Н-90

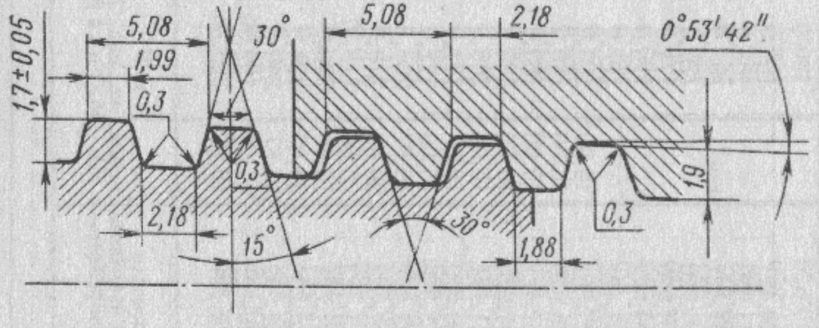
Таблица 13.6

Шифр	Конусность	Ниппель				Муфта		
		d_1	d_2	$D_в$	l	d_4	$D_н$	l_1
$3^1/_2$ Н-90	1 : 16	97,41	89,129	60,3	79,4	98,42	121	85,7
$3^1/_2$ Н-90	1 : 6	104,78	88,503	69,8	98,4	106,36	127	112,7
4 Н-90	1 : 6	114,30	96,838	69,8	104,8	115,89	140	119,1
$4^1/_2$ Н-90	1 : 6	122,63	104,380	76,2	111,1	124,22	152	125,4
5 Н-90	1 : 6	129,78	109,93	76,2	117,5	131,37	165	131,8
$5^1/_2$ Н-90	1 : 6	136,53	113,11	76,2	117,5	138,11	171	131,8
$6^5/_8$ Н-90	1 : 6	152,40	131,76	82,5	123,8	153,99	197	144,4
7 Н-90	1 : 4	165,10	134,94	88,9	146,0	166,70	209	150,8
$7^5/_8$ Н-90	1 : 4	187,72	149,62	95,2	152,4	189,30	241	166,7
$8^5/_8$ Н-90	1 : 4	209,95	168,67	95,2	165,1	238,10	273	179,4

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Обозначения приведены на рис. 13.2. 3. При конусности 1 : 6 H = 16,67 мм, при конусности 1 : 4 H = 10,32 мм.

РЕЗЬБА ТРУБНАЯ ТРАПЕЦЕИДАЛЬНАЯ ТТ

ГОСТ 631—75, ГОСТ 5286—75



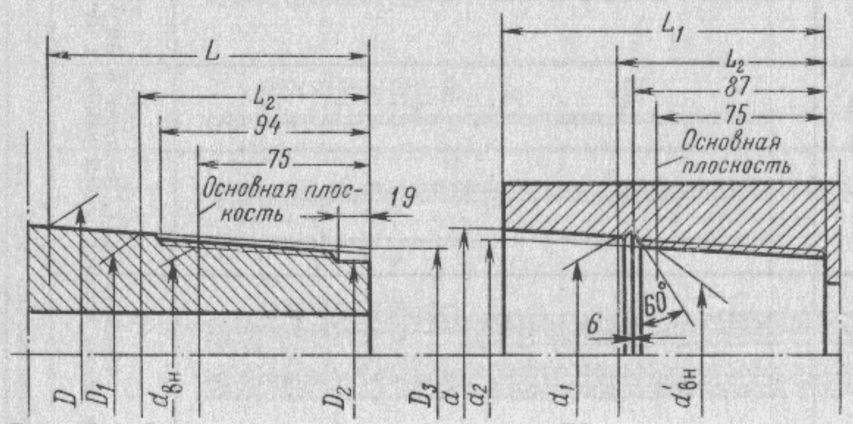


Рис. 13.4. Резьба трубная трапецеидальная ТТ

Таблица 13.7

Тип резьбы	Труба						Замок			
	$d_{вн}$	D	D_1	D_2	D_3	L_2	L	$d'_{вн}$	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	150	82,34	89,369	88,24	84,121	132
ТТ-94	94,6	101,9	100,5	90,5	97,5	96	150	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	114,565	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	140,2	138,5	128,5	135,5	96	150	132,23	139,505	138,13	134,261	140
ТТ-132*	132,6	152,4	148,7	128,5	145,4	108	227	132,23	152,000	148,34	136,829	225
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	149,4	146,5	136,5	143,5	96	190	140,21	148,975	146,11	143,675	188
ТТ-140*	140,6	172,4	168,6	136,5	165,0	118	242	140,21	172,000	168,19	145,269	240
ТТ-160*	160,6	192,4	188,2	156,5	184,5	118	257	160,17	192,000	187,72	165,689	255

Примечания. 1. Размеры в мм. 2. Звездочкой обозначена резьба для УБТ.

РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 351—426 мм

ТУ 14-3-766—78

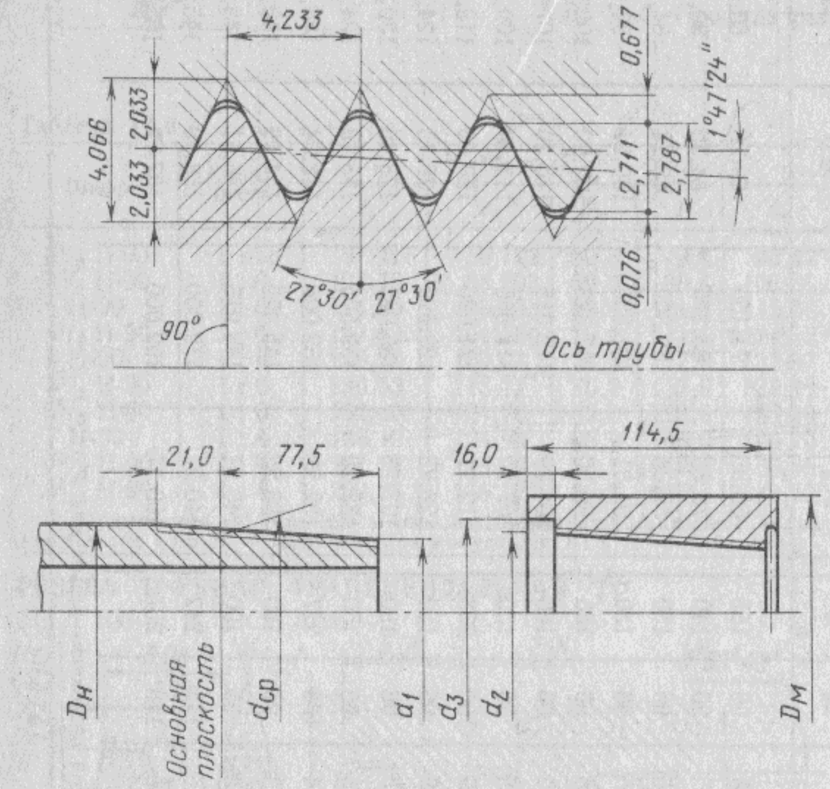


Рис. 13.5. Резьба обсадных труб диаметром 351—426 мм

Таблица 13.8

Труба, мм			Муфта, мм		
$D_н$	d_1	$d_{ср}$	d_2	d_3	$D_м$
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

РЕЗЬБА ОБСАДНЫХ ТРУБ ОГ-1м

ТУ 14-3-656—78, ТУ 14-3-714—78

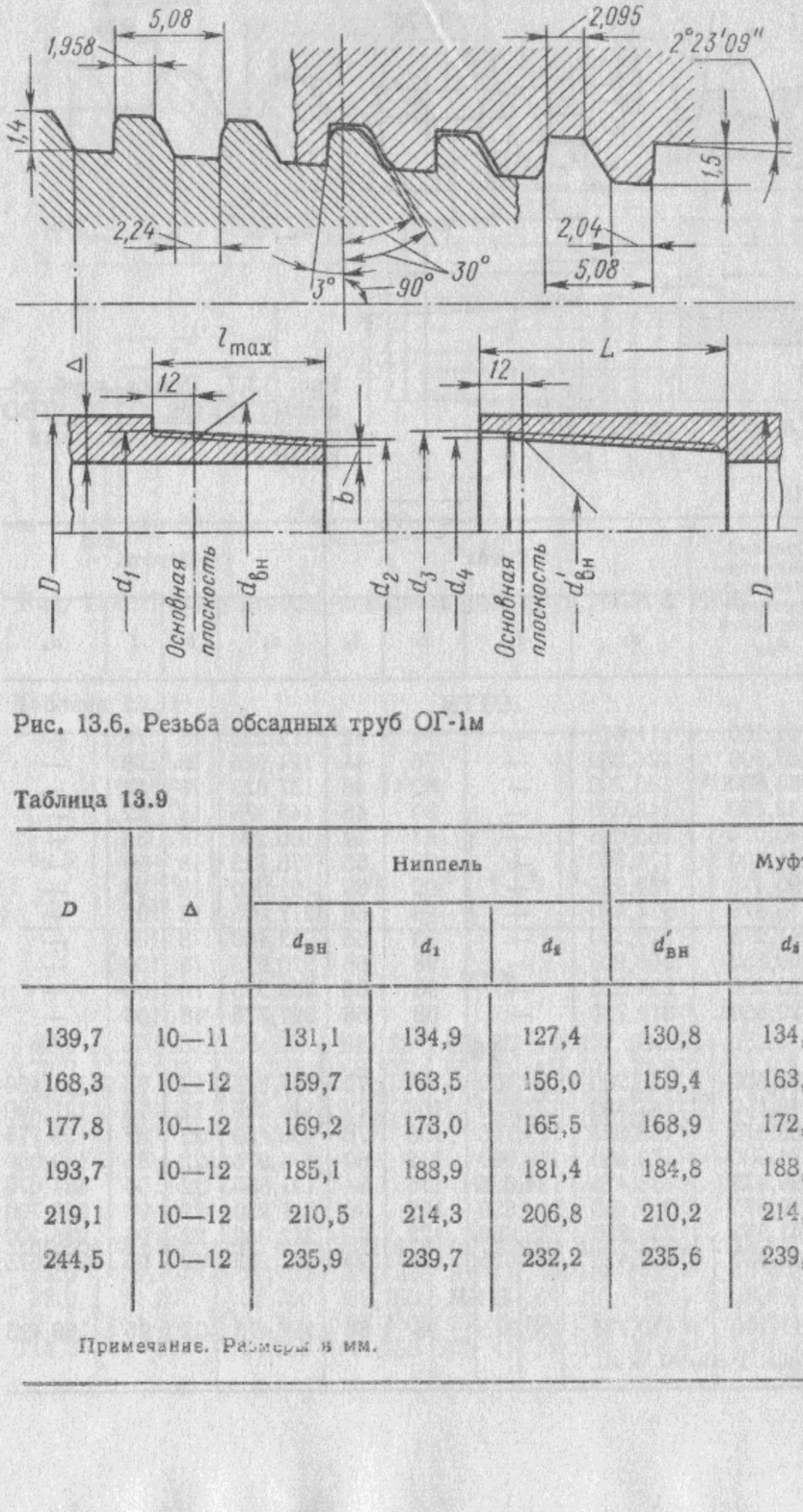


Рис. 13.6. Резьба обсадных труб ОГ-1м

Таблица 13.9

D	Δ	Ниппель			Муфта		
		$d_{вн}$	d_1	d_4	$d'_{вн}$	d_3	d_4
139,7	10—11	131,1	134,9	127,4	130,8	134,7	131,8
168,3	10—12	159,7	163,5	156,0	159,4	163,3	160,4
177,8	10—12	169,2	173,0	165,5	168,9	172,8	169,9
193,7	10—12	185,1	188,9	181,4	184,8	188,7	185,8
219,1	10—12	210,5	214,3	206,8	210,2	214,1	211,2
244,5	10—12	235,9	239,7	232,2	235,6	239,5	236,6

Примечание. Размеры в мм.

РЕЗЬБА ОБСАДНЫХ ТРУБ ОТТМ, ТБО И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НКМ

ГОСТ 632—80, ГОСТ 633—80, ТУ 14-3-245—74, ТУ 14-3-537—76, ТУ 14-3-655—78, ТУ 14-3-812—79, ТУ 14-3-1272—84

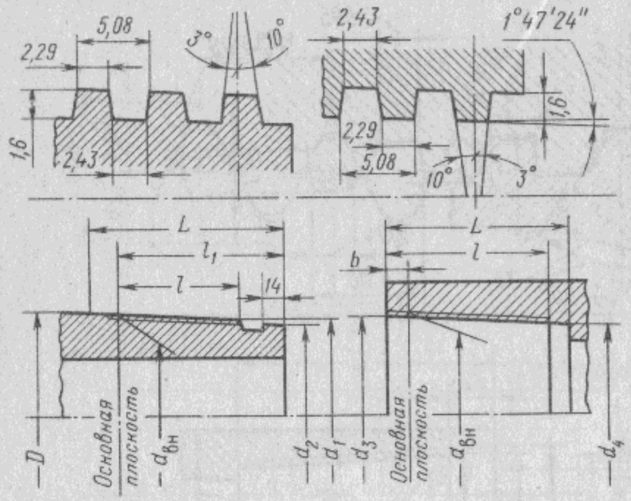


Рис. 13.7. Резьба труб обсадных ОТТМ, ОТТГ, ТБО и насосно-компрессорных НКМ 114

Таблица 13.10

Диаметр трубы D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Труба				Муфта			
		d_1	d_2	L	l_1	d_3	b	l	d_4
ОТТМ									
114,3	111,100	111,675	—	74	42	112,225	18	76	—
127,0	123,800	124,250	—	76	44	124,925	18	78	—
139,7	136,500	136,700	—	80	48	137,625	18	82	—
146,1	142,850	143,050	—	80	48	143,975	18	82	—
168,3	165,075	165,025	—	84	52	166,200	18	86	—
177,8	174,600	174,300	—	88	56	175,725	18	90	—
193,7	190,475	189,925	—	92	60	191,600	18	94	—
219,1	215,875	214,950	—	98	66	217,000	18	100	—
244,5	241,275	240,350	—	98	66	242,400	18	100	—
273,1	269,850	268,925	—	98	66	270,975	18	100	—
298,5	295,250	294,325	—	98	66	269,375	18	100	—
323,9	320,650	319,725	—	98	66	321,775	18	100	—
ТБО									
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
НКМ									
114,3	111,100	110,175	100,375	98	66	112,475	22	96	106,425

Примечание. Размеры в мм.

РЕЗЬБА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НКМ И НКБ

ГОСТ 633—80

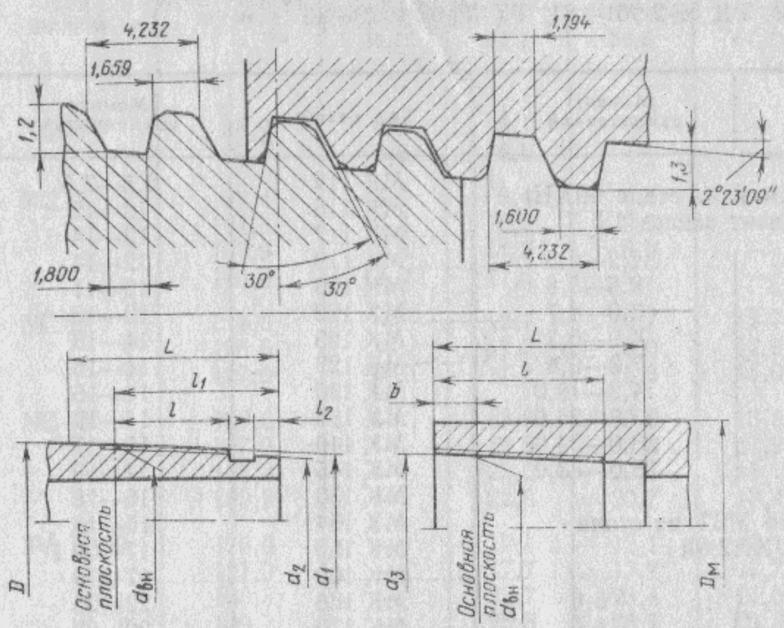


Рис. 13.8. Резьба насосно-компрессорных труб НКМ и НКБ

Таблица 13.11

Диаметр трубы D	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$	Труба						Муфта (раструб)				
		d_1	d_2	L	l	l_1	l_2	d_3	b	$D_м$	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

13.2. МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ РЕЗЬБ

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБ

РД 39-2-863—83, РД 39-2-961—83, ТУ 26-02-1026—86

Таблица 13.12

Тип резьбы	Момент свинчивания	Тип резьбы	Момент свинчивания
Бурильные замки из стали 40ХН, коэффициент запаса 1,3		МК 112	6,5—7,5
		МК 116	10—12
		МК 117	12—14
З-42	1,2—2,5	МК 119	12—14
З-50	2,5—3,5	МК 120	10—11
З-63,5	3,0—4,7	МК 122	10—13
З-76	4,9—6,3	МК 125	14—16
З-88	7,3—9,4	МК 127	14—16
З-121	14,0—18,0	МК 130	14—16
З-133	23,0—26,0	МК 135	14—16
З-147	26,0—34,0	МК 140	15—17
З-161	25,0—33,0	МК 145	17—19
		МК 150	16—18
Соединения УБТ из стали 40ХН2МА		МК 154	16—18
		МК 156	17—19
		МК 160	17—19
З-86	6,6	МК 168	22—25
З-101	8,0	МК 170	20—22
З-108*	11,4	МК 174	22—24
З-121	15,0	МК 175	22—24
З-147	25,3	МК 177	25—27
З-161	36,5	МК 180	25—27
З-171	50,0	МК 185	30—32
З-201	50,0	МК 195	30—32
		МК 265	45—48
Метрические конические		МК 290	46—50
		РКТ 171	18—21
МК 66	7—8	РКТ 177	25—27
МК 75	9—10	РТК 200	31—33
МК 76	4—5	РКТ 208	32—34
МК 84	12—13	РКТ 210	32—34
МК 90	12—14	РКТ 218	33—35
МК 98	14—16	РКТ 230	35—37
МК 105	14—16	РКТ 234	35—37
МК 110	13—15	РКТ 240	35—37

Примечание. Здесь и далее момент свинчивания в кН·м.

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ УБТ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО СТАНДАРТУ АНИ

Таблица 13.13

Тип резьбы	Наружный диаметр 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	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 13.13

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		38,1	44,4	50,8	57,1	63,5	71,4
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	—
NC 38	120,6	—	13,6	13,8	13,8	13,8	11,5
	127,0	—	19,3	19,3	17,9	15,3	11,7
	133,3	—	22,5	20,5	18,1	15,5	11,8
	139,7	—	22,8	20,7	18,4	15,7	12,0
$3^{1}/_{2}$ H-90	120,6	—	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
	127,0	—	17,7	17,7	17,7	17,7	14,5
	133,3	—	23,7	23,4	21,0	18,4	14,6
	139,7	—	25,8	23,7	21,3	18,6	14,8
NC 40	127,0	—	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
	133,3	—	21,1	21,1	21,1	20,7	16,9
	139,7	—	27,6	26,2	23,7	21,0	17,1
	146,0	—	28,7	26,5	24,0	21,2	17,3
	152,4	—	29,1	26,8	24,3	21,5	17,5
4 H-90	133,3	—	—	17,4	17,4	17,4	17,4
	139,7	—	—	24,1	24,1	24,1	22,9
	146,0	—	—	31,2	30,1	27,2	23,2
	152,4	—	—	33,0	30,4	27,5	23,4
	158,7	—	—	33,4	30,7	27,8	23,7
$4^{1}/_{2}$ Reg	139,7	—	—	21,5	21,5	21,5	21,5
	146,0	—	—	28,5	28,5	27,2	23,2
	152,4	—	—	33,0	30,4	27,5	23,5
	158,7	—	—	33,3	30,7	27,8	23,8
NC 44	146,0	—	—	28,9	28,9	28,9	25,3
	152,4	—	—	35,4	32,7	29,7	25,6
	158,7	—	—	35,8	33,1	30,1	25,8
	165,1	—	—	36,2	33,4	30,4	26,1
$4^{1}/_{2}$ FH	139,7	—	—	18,6	18,6	18,6	18,6
	146,0	—	—	25,8	25,8	25,8	25,8
	152,4	—	—	33,4	33,4	31,9	27,7
	158,7	—	—	37,9	35,2	32,2	28,1
	165,1	—	—	38,3	35,6	32,6	28,4

Примечание. Величины моментов приведены максимальные и обусловлены прочностью ниппеля или профилем резьбы.

Таблица 13.14

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		57,1	63,5	71,4	76,2	82,5	88,9
NC 46	146,0	24,5	24,5	24,5	24,5	—	—
	152,4	32,4	32,4	31,1	28,3	—	—
	158,7	38,9	35,8	31,4	28,6	—	—
	165,1	39,3	36,2	31,8	28,9	—	—
	171,4	39,7	36,5	32,1	29,2	—	—
$4^{1}/_{2}$ H-90	146,0	24,9	24,9	24,9	24,9	—	—
	152,4	32,8	32,8	32,1	29,3	—	—
	158,7	39,9	36,7	32,4	29,6	—	—
	165,1	40,2	37,1	32,7	29,8	—	—
	171,4	40,6	37,5	33,0	30,1	—	—
5 H-90	158,7	35,5	35,5	35,5	35,5	—	—
	165,1	44,6	44,6	40,8	37,8	—	—
	171,4	49,1	45,8	41,2	38,2	—	—
	177,8	49,5	46,2	41,6	38,5	—	—
$5^{1}/_{2}$ H-90	171,4	47,8	47,8	47,8	47,3	—	—
	177,8	58,2	55,7	50,9	47,7	—	—
	184,1	59,7	56,2	51,3	48,1	—	—
	190,5	60,2	56,7	51,8	48,6	—	—
$5^{1}/_{2}$ Reg	171,4	44,2	44,2	44,2	44,2	—	—
	177,8	54,6	54,6	50,4	47,2	—	—
	184,1	59,2	55,7	50,9	47,7	—	—
	190,5	59,8	56,3	51,4	48,2	—	—
NC 50	158,7	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	—
	165,1	41,1	41,1	41,1	41,1	37,1	—
	171,4	50,8	49,7	45,0	41,9	37,5	—
	177,8	53,5	50,1	45,4	42,3	37,8	—
	184,1	54,1	50,6	45,9	42,7	38,2	—
$5^{1}/_{2}$ FH	177,8	—	45,9	45,9	45,9	45,9	—
	184,1	—	57,3	57,3	57,3	57,3	—
	190,5	—	69,3	66,2	62,8	57,9	—
	196,8	—	72,0	66,8	63,4	58,5	—
NC 56	184,1	—	56,0	56,0	56,0	56,0	—
	190,5	—	67,5	66,5	63,5	58,5	—
	196,8	—	72,5	67,5	64,0	59,0	—
	203,2	—	73,0	68,0	64,5	59,5	—
$6^{5}/_{8}$ Reg	190,5	—	64,5	64,5	64,5	64,5	—
	196,8	—	77,5	74,0	70,5	65,5	—
	203,2	—	80,0	74,5	71,0	66,0	—
	209,5	—	80,5	75,0	71,5	66,5	—
$6^{5}/_{8}$ H-90	190,5	—	64,0	64,0	64,0	64,0	—
	196,8	—	77,0	77,0	74,0	69,0	—
	203,2	—	83,5	78,5	75,0	70,0	—
	209,5	—	84,5	79,0	75,5	70,5	—

Продолжение табл. 13.14

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм					
		57,1	63,5	71,4	76,2	82,5	88,9
NC 61	203,2	—	76,0	76,0	76,0	76,0	—
	209,5	—	90,5	90,5	90,5	85,5	—
	215,9	—	100,5	95,0	91,5	86,0	—
	222,2	—	101,5	96,0	92,0	87,0	—
	228,6	—	102,5	96,5	93,0	87,5	—
$5^{1}/_{2}$ IF	203,2	—	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
	209,5	—	92,5	92,5	92,5	88,0	82,0
	215,9	—	103,5	97,5	94,0	88,5	82,5
	222,2	—	104,0	98,5	94,5	89,5	83,5
	228,6	—	105,0	99,5	95,5	90,0	84,0
	234,9	—	106,0	100,0	96,0	90,5	85,0

Примечание. См. примечание к табл. 13.13.

Таблица 13.15

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм				
		71,4	76,2	82,5	88,9	95,2
$6^{5}/_{8}$ 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	194,5	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	—
$7^{5}/_{8}$ 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

Продолжение табл. 13.15

Тип резьбы	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр отверстия, мм				
		71,4	76,2	82,5	88,9	95,2
7 5/8 Н-90	228,6	—	101,1	101,0	101,0	101,0
	234,9	—	119,0	119,0	119,0	119,0
	241,3	—	137,5	137,5	137,5	133,5
8 5/8	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 5/8 Н-90	260,3	—	157,0	157,0	157,0	157,0
	266,7	—	180,0	180,0	180,0	180,0

Примечание. См. примечание к табл. 13.13.

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Таблица 13.16

Диаметр трубы, мм	Резьба закругленного профиля		ОТТМ	ОТТГ, ТБО	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
273,1	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	—	—	—

Примечание. При свинчивании труб на УС-1 необходимо, чтобы $M_{св} = (1{,}4 \div 1{,}6)\, M_{табл}$, на ФУМ — $M_{св} = 0{,}8 M_{табл}$.

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ С РЕЗЬБОЙ ЗАКРУГЛЕННОГО ПРОФИЛЯ

БЮЛЛЕТЕНЬ RP 5CI АНИ

Таблица 13.17

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали			
		C 75	N 80	C 95	P 110
114,3	6,4	2,3—3,7	2,4—4,0	2,7—4,4	3,2—5,2
	7,4	2,7—4,5	2,9—4,7	3,3—5,4	3,8—6,3
	8,6	—	—	—	4,6—7,6
127,0	7,5	3,1—5,1	3,3—5,4	3,7—6,1	4,3—7,2
	9,2	3,9—6,5	4,1—6,9	4,7—7,9	5,5—9,2
139,7	7,7	3,4—5,6	3,6—6,0	4,1—6,8	4,8—8,0
	9,2	4,2—7,0	4,4—7,4	5,0—8,4	5,9—9,8
	10,5	4,9—8,2	5,2—8,7	5,9—9,9	6,9—11,5
168,3	8,9	4,7—7,8	5,0—8,3	5,7—9,5	6,7—11,1
	10,6	5,7—9,5	6,1—10,1	6,9—11,6	8,1—13,5
	12,1	6,6—11,0	7,0—11,7	8,0—13,4	9,4—15,6
177,8	8,1	4,3—7,2	4,6—7,6	5,2—8,7	—
	9,2	5,1—8,4	5,4—9,0	6,2—10,2	7,2—12,0
	10,4	5,8—9,7	6,2—10,3	7,1—11,8	8,3—13,8
	11,5	6,6—10,9	7,0—11,6	8,0—13,3	9,3—15,5
	12,7	7,3—12,2	7,7—12,9	8,9—14,7	10,3—17,2
	13,7	8,0—13,3	8,5—14,1	9,7—16,1	11,3—18,8
193,7	8,3	4,8—8,0	5,1—8,5	5,8—9,7	—
	9,5	5,6—9,4	6,0—9,9	6,8—11,4	8,0—13,3
	10,9	6,6—11,0	7,0—11,6	8,0—13,3	9,3—15,6
	12,7	7,8—13,0	8,3—13,8	9,5—15,8	11,1—18,4
219,1	10,2	6,7—11,2	7,1—11,9	8,2—13,6	—
	11,4	7,7—12,8	8,2—13,6	9,4—15,6	10,9—18,2
	12,7	8,7—14,4	9,2—15,3	10,6—17,6	12,3—20,5
	14,2	9,7—16,2	10,3—17,2	11,9—19,8	13,8—23,1
244,5	10,0	7,2—12,0	7,6—12,7	8,8—14,6	10,2—17,0
	11,1	8,0—13,4	8,6—14,2	9,8—16,4	11,5—19,1
	12,0	8,8—14,7	9,4—15,6	10,8—18,0	12,6—21,0
	13,8	10,4—17,3	11,0—18,4	12,7—21,1	14,8—24,6
273,0	11,4	7,8—13,0	8,3—13,9	9,6—16,0	11,2—18,7
	12,6	8,7—14,6	9,3—15,5	10,7—17,8	12,5—20,8
	13,8	—	—	—	13,9—23,1
298,5	12,4	9,0—15,0	9,6—16,0	11,1—18,4	—
339,7	13,1	10,2—16,9	10,8—18,0	12,5—20,8	—

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ СТАЛИ ГРУПП ПРОЧНОСТИ С 75, N 80, С 95, Р 110 С РЕЗЬБОЙ «ВАМ»
КАТАЛОГ ФИРМЫ «ВАЛЛОУРЕК»

Таблица 13.18

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания
114,3	5,7	5,7—6,7		12,7	13,0—16,0
	6,4	6,0—7,0	219,1	7,7	9,0—12,0
	6,9	6,0—8,0		8,9	11,0—14,0
	7,4	7,0—9,0		10,2	13,0—16,0
	8,6	7,5—9,5		11,4	14,0—17,0
	9,7	8,5—11,0		12,7	16,0—19,0
	10,2	8,5—11,0		14,2	17,0—20,0
	10,9	8,5—11,0			
			244,5	8,9	10,0—13,0
				10,0	11,5—14,5
127,0	6,4	6,0—9,0		11,1	13,0—16,0
	7,5	8,0—11,0		12,0	15,0—18,0
	9,2	11,0—14,0		13,8	15,0—18,0
	10,7	13,0—16,0		15,1	18,0—21,0
				15,9	18,0—21,0
139,7	7,0	7,0—10,0		19,1	20,0—23,0
	7,7	8,0—11,0			
	9,2	10,0—13,0	273,0	8,9	11,0—14,0
	10,5	10,0—13,0		10,2	11,5—14,5
				11,4	13,0—16,0
168,3	7,3	10,0—13,0		12,6	15,0—18,0
	8,9	10,0—13,0		13,8	16,0—19,0
	10,6	11,0—14,0		15,1	17,0—20,0
	12,1	12,0—15,0		16,5	18,0—21,0
177,8	8,1	9,0—12,0		17,8	19,0—22,0
	9,2	10,0—13,0		19,1	20,0—23,0
	10,4	11,0—14,0			
	11,5	11,0—14,0	339,7	9,7	13,0—16,0
	12,7	13,0—16,0		10,9	11,0—14,0
	13,7	14,0—17,0		12,2	14,0—17,0
	15,0	14,0—17,0		13,1	14,0—17,0
	16,3	16,0—19,0			
			508,0	12,7	15,0—20,0
193,7	8,3	9,0—12,0	762,0	25,4	25,0—35,0
	9,5	10,0—13,0			
	10,9	11,0—14,0			

Моменты свинчивания НКТ с резьбой закругленного профиля по ГОСТ 633—80

Диаметр трубы, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3
Момент свинчивания, кН·м	0,5—0,8	0,8—1,1	1—1,5	1,3—2,2	1,6—2,8	1,7—3,2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Александров М. М.* Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. — М.: Недра, 1982.
2. *Браун М. Х.* Оценка эксплуатационной характеристики сеток для вибросит. — «Нефть, газ и нефтехимия за рубежом», 1986, № 10, с. 15—20.
3. *Булатов А. И., Измайлов Л. Б., Лебедев О. А.* Проектирование конструкций скважин. — М.: Недра, 1979.
4. *Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М.* Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 1984.
5. *Бурильные* трубы из алюминиевых сплавов/В. Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данелянц, А. А. Шеина. — М.: Недра, 1980.
6. *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.
7. *Вовчановский И. Ф.* Породоразрушающий инструмент на основе славутича для бурения глубоких скважин. — Киев, Наукова думка, 1979.
8. *Гоинс У. К., Шеффилд Р.* Предотвращение выбросов. — М.: Недра, 1987.
9. *Гульянц Г. М.* Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. — М.: Недра, 1983.
10. *Забойные* винтовые двигатели для бурения скважин/М. Т. Гусман, Д. Ф. Балденко, А. М. Кочнев, С. С. Никомаров. — М.: Недра, 1981.
11. *Забойные* двигатели и запасные части. Каталог/И. Я. Вальдман, А. М. Паньков, А. Б. Ильин, К. Н. Колодина. — М.: Недра, 1980.
12. *Добкин В. А., Никитин Г. М., Утробин А. А.* Обслуживание и ремонт гидравлических забойных двигателей. — М.: Недра, 1983.
13. *Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф.* Справочник по испытанию скважин. — М.: Недра, 1984.
14. *Крепление* высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах/В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, М. Р. Мавлютов, Ф. А. Агзамов. — М.: Недра, 1987.
15. *Кривоненков С. П., Максименко В. П.* Исследования гидравлических сопротивлений в керноотборном инструменте. — РНТС «Бурение», 1983, № 3, с. 9—10.
16. *Лукманов Р. Р.* Определение градиентов давления гидроразрыва продуктивного пласта при проводке скважин на Арланском месторождении. — РНТС «Бурение», 1982, № 7, с. 6—7.
17. *Медведский Р. И.* Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. — М.: Недра, 1987.
18. *Михеев В. Л.* Технологические свойства буровых растворов. — М.: Недра, 1979.
19. *Орлов А. В.* О выборе насадок для гидромониторных долот и цилиндровых втулок насосов. — РНТС «Буренне», 1982, № 2, с. 2—5.
20. *Руководство* по ликвидации прихватов бурильного инструмента с применением ударного устройства типа УЛП. — Краснодар, ВНИИКРнефть, 1982.
21. *Рязанов Я. А.* Справочник по буровым растворам. — М.: Недра, 1979.
22. *Санваджеу К. А.* Усовершенствование технологии цементирования хвостовиков обсадных колонн в газовых скважинах с повышенным пластовым давлением. — М.: ВНИИЭгазпром, 1985, № 13.
23. *Сароян А. Е., Субботин М. А.* Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб. — М.: Недра, 1985.
24. *Синицын В. В.* Пластические смазки в СССР. — М.: Химия, 1984.
25. *Трубы* нефтяного сортамента. Справочник/Под редакцией А. Е. Сарояна. — М.: Недра, 1987.
26. *Шевцов В. Д.* Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. — М.: Недра, 1988.