

Раздел 1. Наклонно направленное бурение	5
Раздел 2. Долота и бурильные головки	25
Раздел 3. Опорно-центрирующие элементы бурильной колонны	47
Раздел 4. Гидравлические забойные двигатели	56
Раздел 5. Устройства керноприемные	73
Раздел 6. Бурильная колонна	77
Раздел 7. Промывка скважин	100
Раздел 8. Спуско-подъемное оборудование	152
Раздел 9. Обсадные трубы и колонны	175
Раздел 10. Цементирование скважин	196
Раздел 11. Прихват бурильной колонны	212
Раздел 12. Оборудование устья скважин	224
Раздел 13. Испытание обсадных колонн на герметичность	261
Раздел 14. Вторичное вскрытие продуктивных пластов ...	267
Раздел 15. Вызов притока	276
Раздел 16. Методы воздействия на призабойную зону пласта	289
Раздел 17. Глушение скважин	304
Раздел 18. Насосно-компрессорные трубы	320
Раздел 19. Внутрискважинные насосы	342
Раздел 20. Инструменты, оборудование для ликвидации аварий при строительстве и ремонте скважин	362
Раздел 21. Зарезка и бурение второго ствола	418
Приложения	445

Даны технические характеристики, и примеры обозначения применяемого оборудования, инструмента и материалов для бурения, цементирования и ремонта скважин.

Приведены расчетные формулы, табличные данные, переводные величины и коэффициенты для решения технологических задач.

Описаны методы вскрытия продуктивных пластов, глушения и интенсификации работы скважин.

Представленная информация получена из официальных источников и сайтов производителей, перечень которых приводится.

Для внутреннего использования инженернотехническим персоналом ЗАО «ССК», занимающегося бурением, цементованием и ремонтом скважин.

Тиражирование и копирование настоящего справочника запрещено.

Список используемых источников

1. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. «Буровое оборудование». Справочник в 2х томах. Т1. 2000г.
2. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиных В.Ю. «Буровое оборудование»: Справочник: в 2х томах. Т. 2. Буровой инструмент. 2003г.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин». 2001г.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Заканчивание скважин». 2000г.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин». 2000г.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». 2001г.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. «Бурение нефтяных и газовых скважин»: Учеб. пособие для вузов. 2002г.
8. Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А. «Контроль и пути улучшения технического состояния скважин». 2001г.
9. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. «Буровые промывочные и тампонажные растворы»: Учеб. пособие для вузов. 1999г.

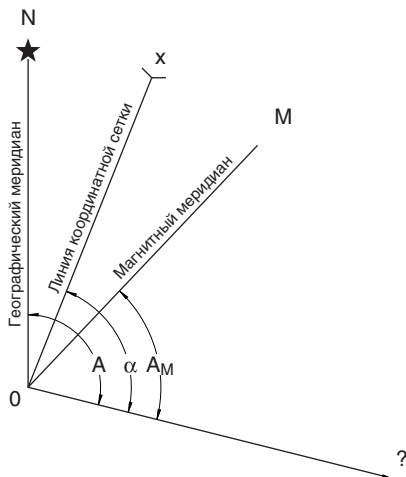
10. Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П. «Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин». 1998г.
11. Гилязов Р.М. «Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами». 2002г.
12. Инструкция по расчёту колонн насоснокомпрессорных труб. ВНИИТнефть, 1990г. РД 39.0147014.0002.89.
13. Каталог буровых долот ОАО «Волгабурмаш», Самара, 2003г.
14. Каталог ловильного, режущего и вспомогательного инструмента для ремонтно восстановительных работ в нефтяных, газовых и геолого-разведочных скважинах ЗАО «Сиб Трейд Сервис», 2004г.
15. Каталог выпускаемой продукции ОАО НПО «Буровая техника», 2004г.
16. Каталог инструмента для бурения и ремонта скважин НПП «Буринтех», 2004г.
17. Методика контроля параметров буровых растворов. РД 3926458.
18. Инструкция по расчету бурильных колонн, Москва, 1997г.
19. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, Москва, 1997г.
20. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. Москва, 1999г.
21. Портландцементы тампонажные (технические условия). Межгосударственный стандарт, 1998г.
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ 0862403.
23. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. «Справочник мастера по сложным буровым работам», Москва, 1983г.
24. Регламент на выполнение работ по освоению и исследованию скважин струйными насосами УГИС, УОС, УЗОС. г. Нижневартовск, 2000 г.
25. Технологические регламенты на проектирование и строительство скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» (Бурение наклоннонаправленных, пологих и горизонтальных скважин. РД 3901480070001/0072000), Тюмень, 2000г.
26. Технологические регламенты на проектирование и строительство скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» (Углубление скважин. РД 390148070002/072001), Тюмень, 2001г .
27. Технологические регламенты на проектирование и строительство скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» (конструкция и крепление скважин), ТюменьНефтеюганск, 2000г.
28. Техникотехнологический регламент на крепление скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Краснодар, 2003г.
29. Турбобуры шпиндельные (техническое описание и инструкция по эксплуатации).

Раздел 1

Наклонно направленное бурение

Принятая терминология и основные определения

Наклонно направленная скважина — скважина, забой которой имеет отклонение в заданном направлении от вертикали, проходящей через ее устье.



Географический азимут A — горизонтальный угол, отсчитываемый по ходу часовой стрелки от северного направления географического меридиана до данного направления. Пределы измерения $0—360^\circ$.

Магнитный азимут A_M — горизонтальный угол, отсчитываемый по ходу часовой стрелки от северного направления магнитного меридиана до данного направления. Пределы измерения $0—360^\circ$.

Дирекционный угол a — угол между проходящим через данную точку направлением и линией, параллельной оси абсцисс, отсчитываемый от северного направления оси абсцисс по ходу часовой стрелки. Пределы измерения $0—360^\circ$.

Магнитное склонение d — угол между географическим и магнитным азимутами. Если северный конец магнитной стрелки

отклоняется к востоку от географического меридиана, то склонение восточное и со знаком «+»; если к западу, — то западное и со знаком «-».

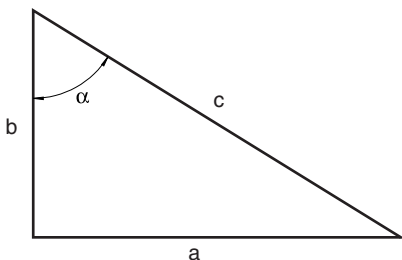
Отклонение забоя от вертикали — расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через устье скважины.

Интенсивность искривления i — степень одновременного изменения угла и азимута за интервал.

Радиус искривления R — величина обратная интенсивности искривления.

Угол установки отклонителя на забое — угол между плоскостью действия отклонителя и вертикальной плоскостью, проходящей через ось скважины в месте его установки.

Прикладные тригонометрические функции:

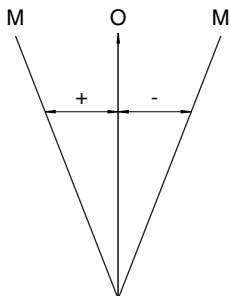


$$c^2 = a^2 + b^2 \quad \sin \alpha = \frac{a}{c} \quad \cos \alpha = \frac{b}{c} \quad \operatorname{tg} \alpha = \frac{a}{b} \quad \operatorname{ctg} \alpha = \frac{b}{a}$$

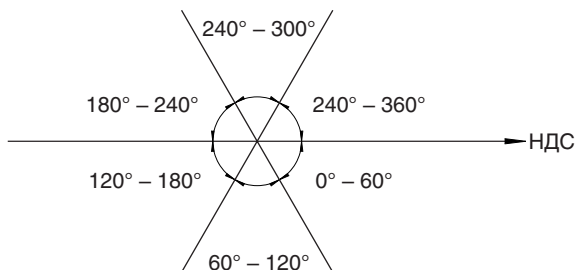
Магнитная поправка отклоняющей компоновки

Магнитная поправка — угол между плоскостью действия отклонителя — О (меткой на отклонителе) и плоскостью измерения — М (меткой на магнитном переводнике или телесистеме).

Отчет ведется против хода часовой стрелки. Если магнит опережает отклонитель то поправка (–), если догоняет то (+).



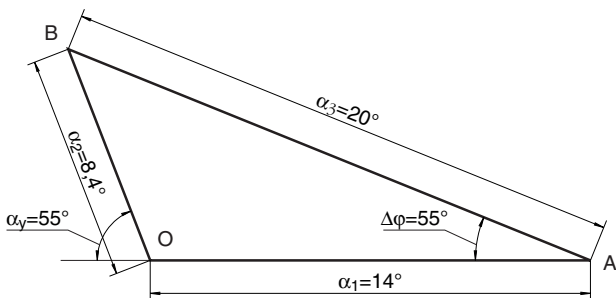
Очередность бурения кустовых наклонно-направленных скважин



Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется величиной горизонтального угла, измеряемого от направления движения станка (НДС) до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки в следующем порядке:

1. Сектор 120° — 240° (сначала бурятся скважины с большим зенитным углом).
2. Сектор 60° — 120° и 240° — 300° (в данном секторе бурятся также вертикальные скважины).
3. Сектор 0° — 60° и 300° — 360° (сначала бурятся скважины с меньшим зенитным углом).

Графический метод определения угла установки отклонителя



- α_1 — начальный зенитный угол ствола скважины,
 α_3 — необходимый зенитный угол,
 α_2 — пространственный угол искривления за интервал,
 $\Delta\varphi$ — угол изменения азимута,
 α_γ — угол установки отклонителя относительно плоскости искривления скважины,
 α_2/i — длина интервала бурения с отклонителем,
 i — интенсивность искривления, град/10м или град/100м.

При необходимости увеличения азимута, треугольник строится выше горизонтальной линии **ОА**, при уменьшении азимута — наоборот.

Пример:

$\alpha_1 = 14^\circ$, $\alpha_3 = 20^\circ$, $\varphi_1 = 90^\circ$, $\varphi_3 = 110^\circ$, $i = 2^\circ/10 \text{ м}$.

$\Delta\varphi = 110^\circ - 90^\circ = 20^\circ$.

Строим треугольник **АОВ**, замеряем угол установки отклонителя и угол 2 (**ОВ**). Получаем $\alpha_y = 55^\circ$, $\alpha_2 = 8,4^\circ$.

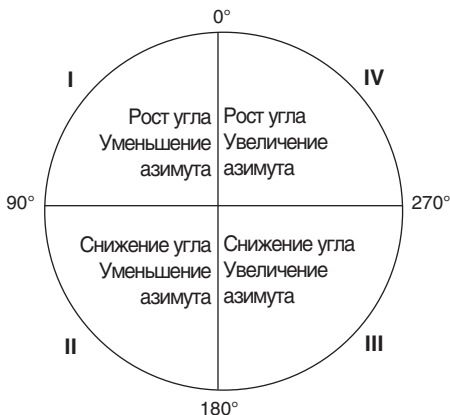
По замеренному значению α_2 определяем длину интервала бурения с отклонителем:

$$L = \frac{\alpha_2 \times 10}{i} = \frac{8,4 \times 10}{2} = 42 \text{ м}$$

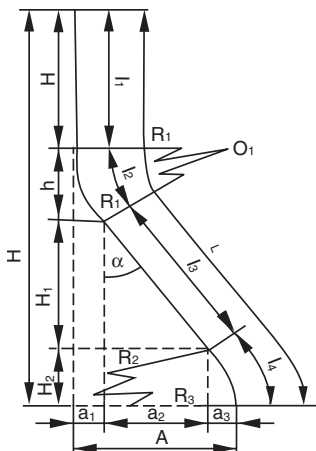
Таким образом, для увеличения азимута на 20° необходимо установить отклонитель под углом 55° вправо от плоскости искривления ствола скважины и бурить 42м.

Примечание: необходимо учесть поправку на угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя.

Схемы направления действия отклонителя



Элементы профиля наклонного ствола и расчетные формулы



Участки профиля	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
1	2	3	4
Вертикальный	$l_1=h_1$	—	h_1
Увеличения зенитного угла	$l_2=0,01745 \cdot R \cdot a_m$	$a_2=R \cdot (1 - \cos a_m)$	$h_2=R \cdot \sin a_m$
Прямолинейно- наклонный	$l_3=(h_2+h_3)/\cos a_m$	$a_3=h_3 \cdot \operatorname{tg} a_m$	$h_3=H - (h_1+h_2+h_4)$
Уменьшения зенитного угла	$l_4=\frac{h_4}{\cos\left(\frac{\alpha_m-\alpha_k}{2}\right)}$	$a_4=h_4 \cdot \operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_m+\alpha_k}{2}\right)$	h_4
Суммарная длина	$L=l_1+l_2+l_3+l_4$	$A=a_2+a_3+a_4$	$H=h_1+h_2+h_3+h_4$

α — максимальный зенитный угол при условии полной стабилизации.

$$\alpha = \arccos \frac{R \cdot (R - A) + (H - h_1) \cdot \sqrt{(H - h_1)^2 + A^2} - 2 \cdot A \cdot R}{(R - A)^2 + (H - h_1)^2}$$

где:

R — радиус искривления участка увеличения зенитного угла, м;
A — величина отклонения забоя от вертикали, м;
H — глубина скважины по вертикали, м;
h₁ — длина вертикального участка, м.

Радиус искривления ствола скважины

$$R = \frac{57,3}{i} \cdot 10, \text{ м}$$

$$R = \frac{57,3}{i} \cdot 100, \text{ м}$$

i — интенсивность искривления, град/10м или град/100м.

Допустимый радиус искривления ствола скважины

Для свободного прохождения системы долото — забойный двигатель определяется по формуле:

$$R = \frac{0,171 \cdot L_T^2}{(1,41 \cdot m - 0,41) \cdot D - d + 1,37 \cdot (f - k)}$$

где:

L_T — длина забойного двигателя с долотом, м;
m — коэффициент уширения ствола ($m = D_c/D$);

- Dc, D, d** — соответственно диаметры скважины, долота и забойного двигателя, м;
f — стрела прогиба забойного двигателя, м;
k — зазор между стенкой ствола и корпусом забойного двигателя, м.

Минимальный радиус искривления ствола скважины для прохождения системы долото — забойный двигатель

Диаметр долота, мм	Шифр ГЗД	Число секций	Длина ГЗД с долотом, м	Радиус кривизны ГЗД, м	Радиус искривления ствола при $m=1,15$, м
295,3	ЗТСШ1-240	1	9,6	79	50
		2	16,7		66
		3	23,8		72
295,3	T12 PT-240		8,8	79	46
215,9	ЗТСШ1-195	1	12,05	64	51
		2	19,05		58
		3	26,05		61
215,9	Д2-195		6,95	64	47
215,9	Д5-172		6,57	56	42

Интенсивность искривления ствола скважины

Формула интенсивности пространственного искривления i град/м в интервале h :

$$i=2 \cdot \left(\arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta \alpha}{2} + \sin^2 \frac{\Delta \varphi}{2} \cdot \sin^2 \alpha_{cp}} \right) / h$$

где:

$\Delta\alpha$ — интенсивность искривления по зенитному углу, град./м;

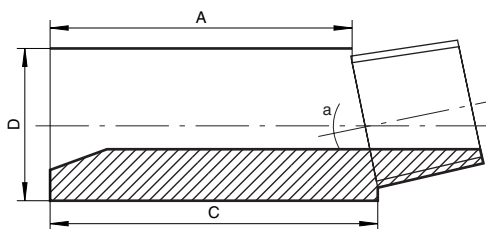
$\Delta\varphi$ — интенсивность искривления по азимуту, град./м;

h — интервал, м;

$\alpha_{\text{ср}}$ — средний угол в интервале, град.

Отклоняющие элементы КНБК

Кривой переводник



Формула для определения угла перекоса кривого переводника:

$$\alpha = L/D \times 57,3$$

L — разность наибольшего и наименьшего расстояния от торца муфты КП до упорного уступа резьбы ниппеля, мм;

D — диаметр КП, мм.

Угол перегиба осей кривого переводника в зависимости от диаметра и разности длин его образующих

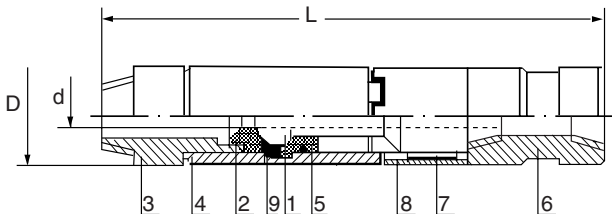
Диаметр переводника, мм	Разница длин образующих переводника, мм												
	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
108	0,31	0,17	1,03	1,19	1,35	1,51	2,07	2,23	2,39	2,55	3,11	3,27	3,43
146	0,23	0,35	0,47	0,58	1,10	1,22	1,34	1,45	1,57	2,09	2,21	2,33	2,44
178	0,19	0,28	0,38	0,48	0,57	1,07	1,17	1,26	1,36	1,46	1,55	2,05	2,15
195	0,17	0,26	0,35	0,44	0,52	1,01	1,10	1,19	1,28	1,36	1,45	1,54	2,03
197	0,17	0,26	0,34	0,43	0,52	1,01	1,09	1,18	1,27	1,36	1,44	1,53	2,02
203	0,16	0,25	0,33	0,42	0,50	0,59	1,07	1,16	1,24	1,33	1,41	1,50	1,58
240	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42	0,50	0,57	1,04	1,11	1,18	1,25	1,33	1,40
	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5
108	3,59	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
146	2,56	3,08	3,20	3,32	3,44	3,55	—	—	—	—	—	—	—
178	2,24	2,34	2,44	2,53	3,03	3,13	3,23	3,32	3,42	3,52	—	—	—
195	2,12	2,21	2,29	2,38	2,47	2,56	3,05	3,14	3,22	3,31	3,40	3,49	3,58
197	2,10	2,19	2,28	2,37	2,45	2,54	3,03	3,12	3,20	3,29	3,38	3,47	3,55
203	2,07	2,15	2,24	2,32	2,40	2,49	2,57	3,06	3,14	3,23	3,31	3,40	3,48
240	1,47	1,54	2,01	2,08	2,16	2,23	2,30	2,37	2,44	2,52	2,59	3,06	3,13

Регулятор угла

Регулятор угла предназначен для использования в составе забойного двигателя при бурении наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин. Использование регулятора угла обеспечивает возможность оперативного изменения угла перекоса осей отклонителя на устье скважины и исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса.

Наименование	РУ1-195	ПКР2-240
Диаметр наружный, мм	195	240
Длина, мм	1066	1045
Масса, кг	168	175
<i>Угол искривления, град</i>		
минимальный	0°	0°
максимальный	3°	3°
Шаг изменения угла, град/мин	0° 30' 0° 15' (в интервале от 0° до 2°)	0° 0'
<i>Присоединительные резьбы</i>		
к двигательной секции	РКТ-177*5.08*1:16	РКТ-208*6.35*1:6
к шпindelной секции	РКТ-177*5.08*1:16	РКТ-208*6.35*1:6
к валу шпindelной секции	МК-98*6	
Соединение валов забойного двигателя	торсион	торсион
Расход промывочной жидкости	не лимитируется	не лимитируется
Плотность промывочной жидкости	не лимитируется	не лимитируется

Муфта шарнирная (НПК ТОБУС)



- 1 — сфера вала; 2 — нижняя пята; 3, 6 — переводник;
 4 — корпус; 5 — составная пята; 7 — шпонка;
 8 — полумуфта; 9 — уплотняющие манжеты.

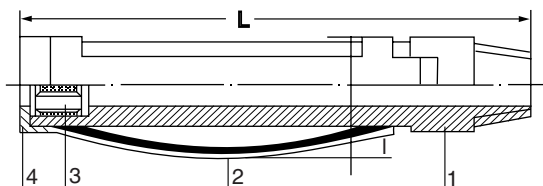
Параметры	МШ-229	МШ-178	МШ-172	МШ-145	МШ-95	МШ-95м
Диаметр наружный(D), мм	229	178	172	145	95	95
Длина(L), мм	1221	1078	1053	1009	839	839
Угол перегиба осей, град	2	2	2	2	2	2
Осевое сжимающее усилие при вращении (без вращения), кН	350 (750)	250 (500)	250 (500)	200 (400)	125 (250)	125 (250)
Осевое растягивающее усилие при вращении (без вращения), кН	75 (500)	500 (300)	500 (300)	38 (240)	25 (160)	25 (160)
Передаваемый крутящий момент при вращении (без вращения), кН	15 (30)	10 (20)	10 (20)	7,5 (15)	3,8 (7,6)	3,8 (7,6)
Рабочее давление в канале, МПа	12,5	12,5	12,5	12,5	10	10
Диаметр проходного отверстия(d), мм	60	40	40	40	20	20
Присоединительная резьба:						
муфта (верх)	3-147	3-117	МК110* 6*1:8	3-117	3-66	МК50* 4* 1:16
ниппель (низ)	3-171	3-147	3-121	3-121	3-76	3-76
Масса, кг	295	180	170	126	48	48

Шарнир

Параметр	Забойный двигатель		
	ДГ-95	ДГ-108	ДГ-155
<i>Верхние шарниры</i>			
Длина, мм	500	550	800
Диаметр, мм	100	112	172
Вес, кг	250	320	800
Максимальная нагрузка на растяжение, кН	100	250	400
Присоединительная резьба	3—76	3—88	3—133
<i>Корпусные шарниры</i>			
Длина, мм	300	330	400
Диаметр, мм	100	112	172
Вес, кг	100	120	400
Максимальная нагрузка на растяжение, кН	80	200	300
Присоединительная резьба	МК 84*4*1:16	МК 97.5*4*1:12	МК 140*6*1:16

Децентратор забойного двигателя (НПК ТОБУС)

Децентратор упругий забойного двигателя предназначен для отклонения оси бурильной колонны в процессе роторного бурения с целью искривления ствола скважины.



1 — корпус, 2 — децентратор,
3 — обрешиненная нижняя опора, 4 — упорная гайка

Параметры	ДЗД-295/240	ДЗД-215/172	ДЗД-190/145	ДЗД-151/127	ДЗД-139/105	ДЗД-120/105	ДЗД-120/95
Диаметр долота, мм	295,3	215,9	190,5	151	139,7	120,6	120,6
Диаметр двигателя, мм	240	172	145	127	105	105	95
Расстояние от основания кольца до края планки в ненагружен-ном состоянии (l), мм	300	220	200	155	145	130	126
Длина децентрактора без удлинителя (L), мм	1460	1180	1100	1190	1375	1645	1345
Диаметр проходного отверстия удлинителя, мм	108	48	40	25	25	25	25
Присоединительная резьба:							
на корпусе:	РКТ218* 6,35*1:16	МК156* 5,5*1:32	МК130* 5*1:32	МК112* 4*1:323-66	МК94*4* 1:32	МК94*4* 1:32	МК84*4* 1:16
на удлинителе:	3-147	МК110* 6*1:8	3-76	23-66	3-66	3-66	МК50*4* 1:16
Масса, кг	840	105	84	35	38	45	38

Инклинометрические приборы

Прибор	Диапазон измерения, градус		Погрешность измерения (основная), градус		Температурная погрешность, градус		Максимальное давление, Мпа	Максимальная температура, градус	Максимальная скорость измерения, м/ч	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
	Азимут, градус	Зенитный, угол	Азимут, градус	Зенитный, угол	Азимут, градус	Зенитный, угол						
Приборы точечной записи												
КИТ	0-360	0-50	±1	±0.5	±0.16	±0.5	60	135	—	60	1800	13
КИТ-А	0-360	0-50	±1	±0.5	±0.16	±0.5	100	135	—	73	1800	19
ИМ-1	0-360	0-75	±2	±0.3	—	—	150	180	—	73	—	—
МИ-30	0-352	0-50	±5	±0.5	—	—	60	130	—	30	—	—
МИР-36	0-360	0-45	±4	±0.5	—	—	20	80	—	36	—	—
ИПК-1Т	0-360	0-50	±2.5	±0.5	—	—	55	120	—	70	4690	25
ОРБИ-36 ориентатор бурового инструмента	положение отклонителя 0-360	0-180	положение отклонителя ± 3	±0.25	—	—	40	120	—	36	2000	5
Приборы непрерывной записи												
ИН1-721	0-360	3-100	±2	±0.4	—	—	60	120	1000?	73	—	—
ЗЕНИТ-40У	0-360	2-70	±2	±0.5	—	—	15	80	1000?	40?	—	—
ИС-46	0-360	0-120	±2	±0.3	—	—	60	120	1000	46	2400	15
ИМММ 73-120/60	0-360	0-100	±1	±0.25	±0.9-1.8	±0.15	60	120	1000	73	2710	25
ИОН-1	0-360	0-180	±1	±0.25	—	—	60	120	1000?	73	2690	25
ГИРОСКОП ИГ-36	0-360	0-60	±6-10	±0.5	—	—	25	70	?	36	1950	61
ГИРОСКОП ИГ-50	0-360	0-60	±5-8	±0.5	—	—	15	60	—	50	2040	70
ГИРОСКОП ИГН 73-100/80	0-360	0-70	±1	±0.15	—	—	80	100	5000	73	2500	30

Забойные инклинометрические системы и их сравнительные характеристики

Показатели	ЗИС-4М (СИБНА-Тюмень)	ЗИС (ГЕОФИТ-Томск)	МАК-01 (СИБНА-Тюмень)	СТТ	NL Sperry Sun	Goodata MWD (Halliburton)	Anadrill (Schlumberger)
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр прибора, мм	170	170	114	108-170	170	100 (170,203)	165 (178,203)
Длина прибора, м	6	6	8	5.5-9	2.7 (7.3)	5.3	9.1 (12.2)
Максимальная рабочая температура, град.	100	110	100	100	125	150	150
Расчетное давление, Мпа	60	60	60	100	105	140	140
Диапазон глубин, м	5000	3000	до 5000	5000	5000	3000	3000
Источник питания	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор	наземный по кабелю	литиевые батареи	литиевые батареи	автономный турбогенератор
Диапазон измерения:							
Зенитный угол, град	0-90	0-120	0-180	0-100	0-90	0-90	0-90
Азимут, град	0-360	0-360	0-360	0-360	0-360	0-360	0-360

1	2	3	4	5	6	7	8
Угол установки отклонителя, град	0–360	0–360	0–360	0–360	0–360	0–360	0–360
Частота вращения долота, об/мин	10–1500	10–1500	10–1500		10–1500	10–1500	10–1500
ПОГРЕШНОСТЬ							
Диапазон измерения:							
Зенитный угол, мин	± 40	± 6	± 15	± 1°	± 6	± 36	± 30
Азимут, град	± 4	± 3	± 15	± 6	± 1°	± 1.5	± 0.9
Угол установки отклонителя, град	± 4	± 3	± 15	± 6	± 6	± 1	± 0.6
Частота вращения долота, об/мин	± 10	± 10	± 10		± 1.5	± 2.5	± 2.5
Наземное оборудование	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC
Канал связи	Беспроводной электро-магнитный	Беспроводной электро-магнитный	Беспроводной электро-магнитный	кабель	Акустический	Гидро-акустический	Гидро-акустический
Количество измеряемых параметров	5	5	6	3	6	12 (включая каротаж)	7

Показатели	ЗИС-4 (ВНИИ-ГИС)	"АЗИМУТ-4" (ВНИИГИС)	"ЗАБОЙ" (ВНИИ- ГИС)	ЗТС-54 (ВНИИ- ГИС)	АМК "ГОРИЗОНТ" (ВНИИГИС)
1	2	3	4	5	6
Диаметр прибора, мм	170	170	170	54	180
Длина прибора, м	6	5,7	24	1,3	8
Максимальная рабочая температура, град.	80	80	80	80	80
Расчетное давление, Мпа	60	60	60	60	60
Диапазон глубин, м	5000	5000	5000	5000	5000
Источник питания	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор	
<i>Диапазон измерения:</i>					
Зенитный угол, град	0–130	0–100	0–90	0–180	0–120
Азимут, град	0–360	0–360	0–360	0–360	0–360
Угол установки отклонителя, град	0–360	0–360	0–360	0–360	
Частота вращения долота, об/мин			10–1500		

1	2	3	4	5	6
ПОГРЕШНОСТЬ					
<i>Диапазон измерения:</i>					
Зенитный угол, мин	± 30	± 24	± 30	± 6	± 0.18
Азимут, град	± 2	± 2	± 2	± 1	± 1.5
Угол установки отклонителя, град	± 2	± 2	± 2	± 0.1	
Частота вращения долота, об/мин					
Наземное оборудование	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC	IBM PC
Канал связи	Беспроводный электро-магнитный	Беспроводный электро-магнитный	Беспроводный электро-магнитный	Беспроводный электро-магнитный	
Количество измеряемых параметров	5 включая КС	5 включая КС, ГК,	8 включая нагрузку, КС, ГК, ВК	7 включая ПС, КС, ГК, ВК	6 включая ГК, НГК, КС, ПС

Раздел 2

Долота и бурильные головки

Долота шарошечные

Обозначения и конструктивные особенности

А. По количеству шарошек:

- I — одношарошечные,
- II — двухшарошечные,
- III — трехшарошечные.

Б. По расположению и конструкции промывочных или продувочных отверстий:

- Ц — долото с центральной промывкой,
- Г — долото с боковой (гидромониторной) промывкой,
- П — долото с центральной продувкой,
- ПГ — долото с боковой продувкой.

В. По конструкции опор шарошек:

- В — на подшипниках качения,
- Н — на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения),
- У — герметизация опоры с маслonaполнением,
- А — на двух или более подшипниках скольжения.

Литерами **А** маркируются долота для низкооборотного бурения (до 150 об/мин),

- Н — для среднеоборотного бурения (от 150 до 400 об/мин),
- В — для высокооборотного бурения (более 400 об/мин).

Пример маркировки шарошечного долота:

III 215,9 МЗГВ-R155 — долото трехшарошечное, диаметром 215,9 мм, для бурения мягких абразивных пород, с боковой промывкой, для высокооборотного бурения.

III 295,3 МС-ГАУ-R116 — долото трехшарошечное, диаметром 295,3 мм, для бурения мягких пород с прослойками средних, с боковой промывкой, для низкооборотного бурения (**А** — все подшипники скольжения), с герметизированными маслonaполненными опорами.

R116 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя.

Геологические условия выбора долот

ТИП	Геологические условия проходки	Исполнение шарошки
1	2	3
М	Бурение мягких пород	С фрезерованными зубьями*
МЗ	Бурение мягких абразивных пород	Со вставными твердосплавными зубками**
МС	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
МСЗ	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
С	Бурение пород средней твердости	С фрезерованными зубьями
СЗ	Бурение абразивных пород средней твердости	Со вставными твердосплавными зубками
СТ	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород	С фрезерованными зубьями
Т	Бурение твердых пород	С фрезерованными зубьями
ТЗ	Бурение абразивных твердых пород	Со вставными твердосплавными зубками
ТК	Бурение твердых пород с пропластками крепких	С фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками
ТКЗ	Бурение твердых абразивных пород с пропластками крепких	Со вставными твердосплавными зубками
К	Бурение крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками
ОК	Бурение очень крепких пород	Со вставными твердосплавными зубками

*Фрезерованные зубья — выполнены за одно целое с телом шарошки.

**Вставные твердосплавные зубки — обычно карбитовольфрамовые вставки.

Кодирование износа шарошечных долот (методика ВНИИБТ)

- В** — износ вооружения (хотя бы одного венца),
В1 — уменьшение высоты зубьев на 0,25,
В2 — то же на 0,5,
В3 — то же на 0,7,
В4 — то же на 1 (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 — 0–5 мм, более 216 мм — 4–8 мм,
П3 — то же для долот диаметром менее 216 мм — более 5 мм, более 216 мм — более 8 мм, заедание шарошки при вращении,
П4 — разрушение опоры.

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 долота.

Число оставленных вершин, шарошек и лап указывается в скобках.

Д — уменьшение диаметра долота (указывается в мм).

Пример:

Долото III 215,9 СГН: **В2, П2, К (1), Д2**.

Вооружение сработано на **0,5** (по высоте зубьев), люфт шарошек до **5** мм, одна шарошка заклинена, уменьшение диаметра долота на **2,0** мм.

Кодирование износа шарошечных долот (система кодов IADC)

I (1) — ВНУТРЕННИЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВООРУЖЕНИЯ

(все внутренние ряды)

O (2) — ВНЕШНИЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВООРУЖЕНИЯ

(все внешние ряды)

В колонках 1 и 2 для описания состояния вооружения используется линейная шкала от 0 до 8 в соответствии со следующим:

Фрезерованное вооружение:

0 — отсутствие потери высоты зуба

8 — полная потеря высоты зуба

Со вставными твердосплавными зубками:

0 — отсутствие износа вооружения

8 — полная потеря вооружения

С фиксированными резцами:

0 — отсутствие износа вооружения

8 — полная потеря вооружения

D (3) — ОПИСАНИЕ ИЗНОСА ВООРУЖЕНИЯ

(используются только коды, относящиеся к вооружению).

*Показать № шарошки или № в разделе 4.

***BC** — слом шарошки

BF — слом алмазной пластины
по шву

BT — слом зубьев или резцов

BU — сальникообразование на
долоте

***CC** — трещина в шарошке

***CD** — истирание шарошки, по-
теря вращения шарошки

CI — перекрытие шарошек
(задевание одной шарош-
ки за другую)

CR — кернение долота или раз-
рушение центра шарошки

CT — скол зубков

ER — эрозия

FC — стачивание вершушек
зубьев

HC — термическое растрескивание

JD — износ от посторонних
предметов на забое

***LC** — потеря шарошки

LN — потеря насадки

LT — потеря зубков или резцов

OC — эксцентричный износ

PB — повреждение при СПО
(сжатое долото)

PN — закупорка насадки

RG — износ по внешнему диаметру, скругление внешних резцов

RO — кольцевой износ

SD — повреждение козырька лапы долота

SS — износ самозатачивающихся зубцов

TR — образование гребней на забое

WO — промыв инструмента, размытое долото

WT — износ зубцов или резцов

NO — отсутствие износа

Коды описания износа вооружения

L (4) — МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ

Для шарошки

Шарошка №

Для долота

N — носовой ряд

1

C — шарошка

M — средний ряд

2

N — вершина

G — внешний ряд

3

T — конус

A — все ряды

S — заплечник

G — шаблон

A — все зоны

B (5) — УПЛОТНЕНИЕ ПОДШИПНИКА

C открытой опорой (не герметизированные)

Для описания использованного ресурса применяется линейная шкала от 0 до 8

0 — ресурс не использован

8 — ресурс использован полностью

C закрытой опорой (герметизированные)

E — уплотнения эффективны

F — уплотнения вышли из строя

N — невозможно определить

X — для долот без уплотнений (алмазных)

G (6) — ВНЕШНИЙ ДИАМЕТР

1 — износа по диаметру нет

1/16 — износ по диаметру 1/16 дюйма

1/8 — износ по диаметру 1/8 дюйма

1/4 — износ по диаметру 1/4 дюйма

D (7) — ВТОРОСТЕПЕННЫЙ ИЗНОС (использовать коды из колонки № 3)

R(8) — ПРИЧИНА ПОДЪЕМА ИЛИ ПРЕКРАЩЕНИЯ РАБОТЫ

Коды причин подъема долота

BHA — смена КНБК	HR — подъем по времени
CM — обработка бур. раствора	LIH — потеря инструмента на забое
CP — отбор керна	LOG — ГИС
DMF — отказ турбобура	PP — рост или падение давления на стояке
DP — разбуривание цемента	PR — падение скорости бурения
DSF — авария с бур. колонной	RIG — ремонт оборудования
DST — пластовые испытания	TD — проектный забой
DTF — отказ забойного инструмента	TQ — рост крутящего момента
FM — смена геологической обстановки	TW — отворот инструмента
HP — авария	WC — погодные условия

Некоторые причины преждевременного износа шарошечных долот

Состояние долота	Возможные причины износа
Большое число сломанных и потерянных зубков	Неправильный выбор долота Неправильная приработка долота Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка Работа по металлу Чрезмерно большая интенсивность промывки Слишком продолжительное время механического бурения
Значительный износ по диаметру	Чрезмерно высокая частота вращения Слишком продолжительное время механического бурения Спуск и работа долота в стволе уменьшенного диаметра
Эрозия тела шарошки	Чрезмерно большая интенсивность промывки Большое содержание твердой фазы в буровом растворе Чрезмерно большая нагрузка Долото предназначено для менее твердых пород
Чрезмерный износ опор долота	Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка Слишком продолжительное время механического бурения Большое содержание твердой фазы в буровом растворе

Соответствие типов шарошечных долот по классификации IADS

V – S K A N L S D 43 X Y Z T G D

префиксы

суффиксы

215,9 VU -LS 43 Z R 206

диаметр долота, мм

продуктовая линия

модификация по долоту и лапе (префиксы)

порядковый номер конструкции

завода-изготовителя

модификация по шарошке (суффиксы)

код IADC

Продуктовые линии (серии по типам опор)

A	V	N	VU	NU	AU	AUP	AUL
Два радиальных подшипника скольжения	Только подшипники качения	Один подшипник скольжения (остальные подшипники качения)	Только подшипники качения с уплотнением	Один подшипник скольжения с уплотнением	Два радиальных подшипника скольжения с уплотнением	Долота малого диаметра, до 172 мм	Два радиальных подшипника скольжения с уплотнением (разрезная плавающая втулка и упорная шайба)

ПРЕФИКСЫ		СУФФИКСЫ	
C	Центральная насадка	X	Клиновидный зубок
K	Комбинированная промывка	Y	Конический зубок
A	Продувка воздухом	Z	Зубок прочей формы, отличный от клиновидного и конического
N	Удлиненные насадки	T	Усиленная объемная наплавка зубьев
L	Наплавка козырька и набегающей грани лапы	G	Дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки
S	Армирование спинки лапы твердосплавными зубками	D	Армирование обратного конуса шарошки зубками с алмазным покрытием
D	Армирование спинки лапы зубками с алмазным покрытием		

Удлиненные гидромониторные насадки

Тип долота	Насадка, обозначение	Диаметр долота, мм	Диаметры выходного отверстия, мм		
			15,0	18,0	20,0
Долото с фрезерованным вооружением	НУГ-15/47 НУГ-18/47 НУГ-20/47	190,5–215,9	•	•	•
Долото с твердосплавным вооружением	НУГ-15/52,2 НУГ-18/52,5 НУГ-20/52,5	215,9	•	•	•

Допуски на диаметры шарошечных долот

Диаметры долот, мм	Допуск, мм
85,7–349,2	+0,8
355,6–444,5	+1,6
479,4 и более	+2,4

Примеры обозначения долот по продуктовым линиям

Твердосплавное вооружение	
76,0 A-C 74Z R306	76,0 — диаметр долота, мм; A — продуктовая линия; C — центральная промывка; 74 — крепкие породы по IADC; Z — сферический зубок (отличный от клиновидного и конического); R306 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 V-N L 63 Y R276	215,9 — диаметр долота, мм; V — продуктовая линия; N — удлиненные насадки; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; 63 — твердые абразивные породы по IADC; Y — конический зубок; R276 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя

311,1 N-43 X R102M	311,1 — диаметр долота, мм; N — продуктовая линия; 43 — очень мягкие абразивные породы по IADC; X — клиновидный зубок; R102M — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 VU-L S 43 Z R206	215,9 — диаметр долота, мм; VU — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 43 — очень мягкие абразивные породы по IADC; Z — ковшеобразный зубок (отличный от клиновидного и конического); R206 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 NU-62 X R05	215,9 — диаметр долота, мм; NU — продуктовая линия; 62 — твердые абразивные породы по IADC; X — клиновидный зубок; R05 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
165,1 AU-L 51 X R111	165,1 — диаметр долота, мм; AU — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; 51 — мягкие абразивные породы по IADC; X — клиновидный зубок; R111 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя

124,0 AVP-L S 54 X R413	124,0 — диаметр долота, мм; AUP — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 54 — средние абразивные породы по IADC; X — клиновидный зубок; R413 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
311,1 AVL-L S 83 Y R299	311,1 — диаметр долота, мм; AUL — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 83 — очень крепкие абразивные породы по IADC; Y — конический зубок; R299 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя

Фрезерованное вооружение

93,0 A-C 31 R306	93,0 — диаметр долота, мм; A — продуктовая линия; C — центральная промывка; 31 — твердые породы по IADC; R307 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
444,5 V-K 11 T G R130	444,5 — диаметр долота, мм; V — продуктовая линия; K — комбинированная (боковая и центральная) промывка; 11 — мягкие породы по IADC; T — усиленная объемная наплавка зубьев; G — дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки; R130 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя

215,9 N-N 21 R163	215,9 — диаметр долота, мм; N — продуктовая линия; N — удлинённые насадки; 21 — средние породы по IADC; R163 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 VU-L S 21 R190	215,9 — диаметр долота, мм; VU — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 21 — средние породы по IADC; R190 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 NU-L S 11 T G R183	215,9 — диаметр долота, мм; NU — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 11 — мягкие породы по IADC; T — усиленная объемная наплавка зубьев; G — дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки; R183 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
200,0 AU-11 T R133	200,0 — диаметр долота, мм; AU — продуктовая линия; 11 — мягкие породы по IADC; T — усиленная объемная наплавка зубьев; R133 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя
215,9 AUL-L S 13 T G R415	215,9 — диаметр долота, мм; AUL — продуктовая линия; L — наплавка козырька и набегающей грани лапы; S — армирование спинки лапы твердосплавными зубками; 13 — мягкие средние породы по IADC; T — усиленная объемная наплавка зубьев; G — дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки; R415 — порядковый номер конструкции завода-изготовителя

Долота PDS

215,9 FD 377 M-A 03 (S 333)

Расшифровка обозначения долот



Продуктивные линии

FD Full Diameter Drilling	D Directional Drilling	BD Bicentric Drilling	CB Core Bit
Долота для бурения сплошным забоем вертикальных, а также наклонно направленных скважин	Долота для набора кривизны при бурении наклонно направленных скважин	Долота для бурения с одновременным расширением ствола скважины	Долота-головки бурильные для отбора керна

*Размер зубка PDC:

- 1 — зубок диаметром больше 24 мм
- 2 — диаметр зубка от 14 мм до 24 мм
- 3 — диаметр от 8 мм до 14 мм
- 4 — диаметр меньше 8 мм

**Категория твердости пород:

- S — мягкие
- SM — мягкие, перемежающиеся со средними
- M — средние
- MH — средние, перемежающиеся с твердыми
- H — твердые

Буровые долота PDC НПП «Буринтех»

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резь- ба по ГОСТ 28487-90
БИТ-55 М	55	Цилиндрическая 33
БИТ-70 М	70	3-42
БИТ-119 М4	119	3-76
БИТ-149,4 М4	149,4	3-88
БИТ-154 М4	154	3-88
БИТ-188,9 М5	188,9	3-117
БИТ-214,3 М4	214,3	3-117
БИТ-214,3 М5	214,3	3-117
БИТ-215,9 М4	215,9	3-117
БИТ-215,9 М5	215,9	3-117
БИТ-243 М4	243	3-117
БИТ-243 М5	243	3-117
БИТ-292,9 М4	292,9	3-152
БИТ-295,3 М5	295,3	3-152
БИТ-73МС...БИТ-98МС	73...98	3-50
БИТ-;БИТ2-120,6 МС	120,6	3-76
БИТ-;БИТ2-123 МС	123	3-76
БИТ-;БИТ2-138,1 МС	138,1	3-88
БИТ2-144,4 МС	144,4	3-88
БИТ2-149,4 МС	149,4	3-88
БИТ-154 МС	154	3-88
БИТ-188,9 МС	188,9	3-117
БИТ-214,3 МС	214,3	3-117
БИТ2-214,3 МС	214,3	3-117
БИТ-139,7 С2	140	3-88
БИТ-188,9 С2	188,9	3-117
БИТ-195 С2	195	3-117
БИТ-214,3 С2	214,3	3-117

Примечание:

Модификация БИТ2-МС предназначена для зарезки боковых стволов и набора зенитного угла в составе отклоняющих компоновок.

Модификация БИТ3-МС предназначена для бурения горизонтальных участков и участков стабилизации ствола скважины.

Долота бицентричные НПП «Буринтех»

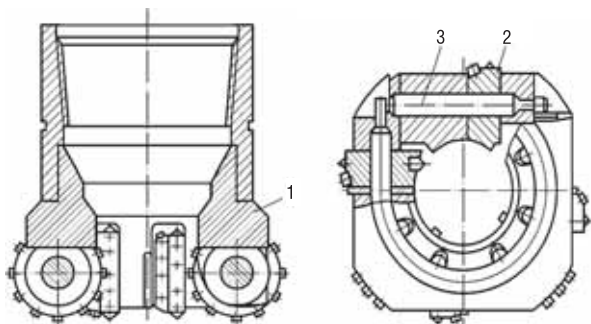
Бицентричные долота (модификация БИТ4), оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами, предназначены для бурения скважин в мягких с пропластками средней твердости породах с одновременным расширением ствола скважины. Позволяют бурить скважины большего диаметра, чем обычно возможно при данном диаметре ранее спущенной обсадной колонны.

Типоразмер	Проходной диаметр скважины, мм	Макс. диаметр наддолотного инструмента, мм	Диаметр расширения, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
БИТ4-85/92 МС	85	76	92	3-66
БИТ4-120,6/142,8 МС	120,6	95	140	3-76
БИТ4-138,1/160 МС	138,1	108	160	3-88
БИТ4-195/210 МС	195	172	210	3-117
БИТ4-215,9/240 МС	215,9	172	240	3-117

Допуски на диаметры алмазных долот

Диаметры долот, мм	Допуск, мм
до 171,4	-0,38
172,2 — 228,6	-0,51
229,4 — 349,2	-0,76
350 — 444,5	-1,14
445,3 и более	-1,6

Бурильные головки шарошечные (конструкция ОАО НПО «Буровая техника»)



1 — корпус; 2 — шарошка; 3 — ось съемная

Тип бурильной головки	Резьба	Тип бурильной головки	Резьба
K-132/52TK3	3-110	KC-212,7/80M	3-150
K-139,7/52M		KC-212,7/80MC3	
K-139,7/52MC3		KC-212,7/80C3	
K-139,7/52C3		KC-212,7/80C3-3	
K-139,7/52T3		KC-212,7/80CT-1	
K-139,7/52TK3		KC-212,7/80TK3-1	
K-139,7/67MC3		KC-212,7/100M	
K-139,7/67TK3		KC-212,7/100MC3	
K-158,7/67M	3-133	KC-212,7/100TK3	
K-158,7/67C3		K-215,9/120M	3-189
K-158,7/67TK3-2		K-244,5/100M	
K-187,3/40CT	3-147	K-269,9/100M	
K-187,3/40TK3		K-269,9/100CT	
K-187,3/80M	3-150	K-269,9/100MC3	
K-187,3/80C3		K-269,9/100TK3	
K-187,3/80CT		K-295,3/100M	
K-187,3/80TK3		K-295,3/100C3	
K-187,3/100M	3-150	K-295,3/100CT	
K-187,3/100TK3		K-295,3/100TK3	
KC-212,7/60CT	3-161	K-311,1/100M	
KC-212,7/60TK3		K-311,1/100TK3	

Бурильные головки шарошечные (АО «Уральский завод бурового машиностроения»)

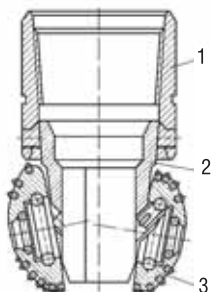


Схема устройства бурильной головки
режуще-дробящего действия типа СЗ:
1 — муфта с присоединительной резьбой;
2 — корпус; 3 — шарошка.

Обозначения шарошечных бурильных головок:

- К** — для керноприемных устройств без съемного керно-
приемника, тип резьбы — муфта;
КС — для керноприемных устройств со съемным керно-
приемником, тип резьбы — ниппель;
187,3 — наружный диаметр бурильной головки, мм;
40 и 80 — диаметр керна, мм;
СТ — тип разбуриваемых пород.

Бурильные головки типа МСЗ — четырехшарошечные, типа
СЗ — трехшарошечные, а типа ТКЗ с наружным диаметром
139,7 и 158,7 мм — пятишарошечные, 187,3 и 212,7 мм — ше-
стишарошечные, а остальные — восьмишарошечные.

Бурильные головки СП ЗАО «Удол»

Показатель	У 157,1/67	У 212/80
Диаметр бурголовки, мм	157,1	212,7
Диаметр керна, мм	67	80
Высота бурголовки, мм	205	228
Длина шейки, мм	68	100
Диаметр по шейке присоединительной, мм	145	155
Длина калибрующей поверхности, мм	79	55
Присоединительная резьба	3-133	МК-150х6
Тип профиля	Параболический	
Размер резцов по диаметру, мм	13	13
Число резцов	34	41
Число промывочных отверстий	6	9
Расход бурового раствора, л/с	12–16	18–29
Нагрузка на бурголовку, т	2–14	2–14
Частота вращения бурголовки, об/мин	60–120	60–220
Давление на стояке, МПа	6–10	6–12

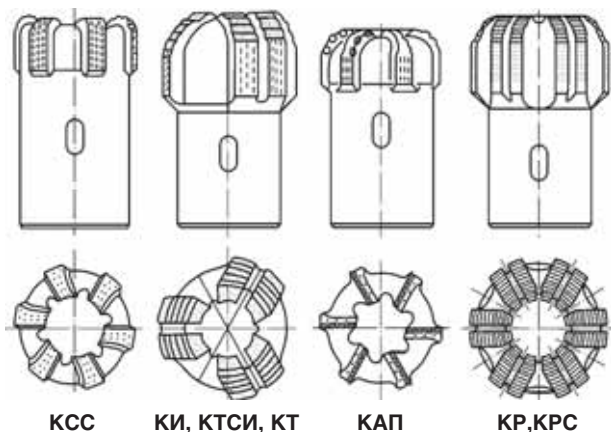
Бурильные головки НПП «Азимут»

Показатель	РСТ	РСА
Наружный диаметр/диаметр керна, мм	212/100, 80, 60	212/100, 80, 60
	187/100, 80	187/100, 80
	158,7/67, 138/52	158,7/67, 138/52
Число алмазных пластин	–	24–15
Диаметр алмазных или твердосплавных пластин, мм	14,5	13,5
Число твердосплавных резцов	27-15	–
Число промывочных отверстий	6	6
Высота бурголовки, мм	150	150
Муфтовая присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75	3–161–3–110	3–161–3–110
Частота вращения бурильной головки, об/мин	70–120	70–120
Расход промывочной жидкости, л/с	10–22	10–22

Бурильные головки НПП «Буринтех»

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21210-75
БИТ-138,1/52 MC	138,1	52	3-110
БИТ-138,1/67 MC	138,1	67	3-133
БИТ-140/67 MC	140	67	3-110
БИТ-159,4/67 MC	138,1	67	3-133
БИТ-188,9/80 MC	188,9	80	3-150
БИТ-188,9/100 MC	188,9	100	3-161
БИТ-212/80 MC	212	80	3-150
БИТ-212/100 MC	212	100	3-161
БИТ-138,1/67 C	138,1	67	3-110
БИТ-140/67 C	140	67	3-110
БИТ-188,9/80 C	188,9	80	3-150
БИТ-188,9/100 C	188,9	100	3-161
БИТ-195/80 C	195	80	3-150
БИТ-212/80 C	212	80	3-150
БИТ-212/100 MC	212	100	3-161
БИТ-138,1/52 C2	138.1	52	3-110
БИТ-138,1/67 C2	138.1	67	3-110
БИТ-140/67 C2	140	67	3-110
БИТ-159,4/67 C2	159,4	67	3-133
БИТ-188,9/80 C2	188.9	80	3-150
БИТ-188,9/100 C2	188.9	100	3-161
БИТ-212/80 C2	212	80	3-150
БИТ-212/100 C2	212	100	3-161

Бурильные головки алмазные ОАО НПО «Буровая техника»



Алмазные бурильные головки
конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Номенклатура и классификация алмазных бурильных головок по назначению

Алмазные резцы	Тип бурильной головки	Код по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	СА	МА	СА	МА	СА	ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алмазотвердосплавные пластины (АТП)	КАП 133,3/67 МС	M6R5	+	+	+	+			
	КАП 138,1/52 МС	M2R5	+	+	+	+			
	КАП 138,1/67 МС	M2R5	+	+	+	+			
	КАП 159,4/67 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 188,9/80 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 188,9/100 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/80 МС	M6R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/100 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/60 МС	M6R5	+	+	+	+			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Синтетические алмазы – трехгранные призмы (ПСТА)	KCC 138,1/67 CT	T5R8			+	+	+		
	KCC 159,4/67 CT2	T6R5			+	+	+		
	KCC 163,5/67 CT	T6R8			+	+	+		
	KCC 214,3/80 CT1	T6R8			+	+	+		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их части	КТСИ 138,1/52 C3	T3X0				+	+	+	
	KPC 159,4/67 CT1	T2X9			+	+	+		
	КТСИ 188,9/80 C3	T2X0				+	+	+	
	KCC 188,9/80 CT1	T4R8				+	+		
	КТСИ 188,9/100 CT1	T6R0				+	+	+	
	KCC 188,9/100 CT1	T5R7		+	+	+	+		
	КТСИ 214,3/80 C3	T2X0				+	+	+	
	КТСИ 214,3/100 CT1	T2R0				+	+	+	
	KPC 214,3/100 CT1	T4R9			+	+	+		
	KCC 295,3/100 MC1	T6R8		+	+	+	+		
Природные алмазы	КТ 138,1/52 C3	D3X9				+	+	+	
	KP 163,5/67 CT2	D6X9			+	+	+	+	
	KP 188,9/80 CT2	D5X9			+	+	+	+	
	КИ 188,9/80 C3	D2X0				+	+	+	+
	KP 214,3/80 CT2	D5X9			+	+	+	+	
	КИ 214,3/80 C3	D2X0				+	+	+	+

Примечание.

МА, СА, ВА — малоабразивные, среднеабразивные, высокоабразивные породы.

Раздел 3

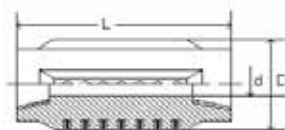
**Опорно-центрирующие элементы
бурильной колонны**

Разновидности опорно-центрирующих элементов

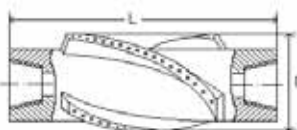
Устройство	Конструктивное исполнение	Вид	Тип	Твердость породы	Тип вооружения
1	2	3	4	5	6
Калибратор	Лопастной с прямыми лопастями	К	МС	Мягкие и средней твердости	Твердосплавные вставки
		КА	СТ	Средней твердости и твердые	Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КИ	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	КС	СТ	Средней твердости и твердые	Твердосплавные вставки
		КСА			Природные и синтетические алмады, твердосплавные вставки
		КСИ	СТК	Средние, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	КШ	МС	Мягкие, средние	Зубья, выполненные заодно с телом шарошки
			СТ	Средней твердости и твердые	
			ТК	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки
Центратор забойного двигателя	Лопастной с прямыми лопастями	ЦД	МСТ	Мягкие и средней твердости	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Мягкие, средние, твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦДШ	МС	Мягкие и средней твердости	Зубья, выполненные на теле шарошки
			ТК	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки

1	2	3	4	5	6
Центратор колонный	Лопастной с прямыми лопастями	Ц	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦШ	МС	Мягкие и средней твердости	Зубья, выполненные на теле шарошки
			КТ	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки
Стабилизатор	Лопастной с прямыми лопастями	С	—	Мягкие, средние и твердые	Твердый сплав (наплавочный или вставки)
	Лопастной со спиральными лопастями	СС			

Калибраторы



Калибратор с прямыми лопастями



Калибратор со спиральными лопастями

Тип калибратора	Диаметр калибратора, D		Присоединительная резьба		Общая длина, L, мм	Масса, кг
	мм	дюйм	ГОСТ России	По API		
1	2	3	4	5	6	7
5КС 187,3 СТ	187,3	7 3/8	3-117	4 1/2 REG	450	61
10КСИ187,3 СТК	187,3	7 3/8	3-117	4 1/2 REG	480	54

1	2	3	4	5	6	7
5КС 188,9 СТ	188,9	7 7/16	3-117	4 1/2REG	450	61
10КСИ188,9 СТК	188,9	7 7/16	3-117	4 1/2REG	480	55
5КС 190,5 СТ	190,5	7 1/2	3-117	4 1/2REG	450	61
10КСИ190,5 СТК	190,5	7 1/2	3-117	4 1/2REG	480	56
10КСИ212,7 СТК	212,7	8 3/8	3-117	4 1/2REG	480	60
12КСИ212,7 СТК	212,7	8 3/8	3-117	4 1/2REG	480	70
10КСИ214,3 СТК	214,3	8 7/16	3-117	4 1/2REG	480	60
12КСИ214,3 СТК	214,3	8 7/16	3-117	4 1/2REG	480	70
1К 215,9 МС	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	390	60
1КС215,9 СТ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	460	62
9К215,9 МС	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	400	61
10КСИ215,9 СТК	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	480	60,5
12КСИ215,9 СТК	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2REG	480	71
КСИ269,9 СТК	269,9	10 5/8	3-152	6 5/8REG	600	160
8К 292,9 МС	292,9	11 1/2	3-152	6 5/8REG	873	287
8КС 292,1 СТ	292,1	11 1/2	3-152	6 5/8REG	873	275
2КС295,3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	870	280
8К 295,3 МС	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	873	290
КС 295,3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	880	210
8КС 295,3 СТ	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8REG	873	280
8К393,7 МС	393,7	15 1/2	3-177	7 5/8REG	1270	450
8КС393,7 СТ	393,7	15 1/2	3-177	7 5/8REG	1270	400

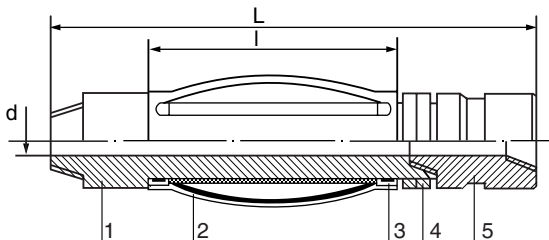
Пример условного обозначения калибраторов:

5КС215,9СТ — пятая модель калибратора со спиральными лопастями диаметром 215,9 мм для работы в средних и твердых породах.

Центратор упругий НПК «ТОБУС»

Центратор упругий НПК «ТОБУС» предназначен для поддержания оси долота в центре поперечного сечения скважины при изменении ее диаметра, что повышает точность про-

водки скважин в изменяющихся горно-геологических условиях. В свободном состоянии наружный диаметр упругого центратора по опорным планкам каркаса больше диаметра используемого долота.

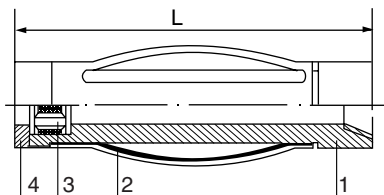


1 — ствол, 2 — каркас с упругими опорными планками,
3 — радиальная опора, 4 — осевая опора, 5 — переводник

Параметры	ЦУ- 295/175	ЦУ- 215/144	ЦУ- 190/120	ЦУ- 151/95	ЦУ- 139/80	ЦУ- 120/79
Диаметр долота, мм	295,3	215,9	190,5	151	139,7	120,6
Длина центратора (L), мм	218,3	1903	1588	1370	1370	1370
Диаметр проходного отверстия (d), мм	110	60	60	38	25	25
Длина каркаса (l), м	1,10	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Присоединительные резьбы:						
верх (муфта)	M/3-171	M/3-121	M/3-121	M/3-76	M/3-76	M/3-76
низ (ниппель)	M/3-171	M/3-117	M/3-117	M/3-88	M/3-88	M/3-76
Масса, кг	465	302	275	112	86	86

Центратор забойного двигателя (НПК «ТОБУС»)

Центратор забойного двигателя предназначен для поддержания оси вала забойного двигателя в центре поперечного сечения скважины при изменении ее диаметра, что повышает точность проводки скважин в изменяющихся горно-геологических условиях.

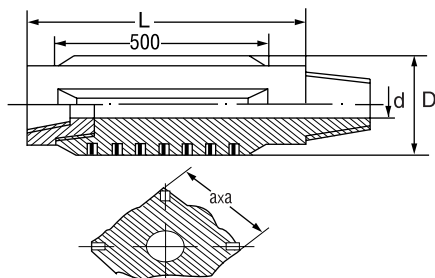


1 — корпус, 2 — каркас с упругими опорными планками,
3 — обрезиненная нижняя опора, 4 — упорная гайка

Параметры	ЦЗД- 295/240	ЦЗД- 215/172	ЦЗД- 190/145	ЦЗД- 151/127	ЦЗД- 139/105	ЦЗД- 120/105	ЦЗД- 120/95
Диаметр долота, мм	295,3	215,9	190,3	151	139,7	120,6	120,6
Диаметр двигателя, мм	240	172	145	127	105	105	95
Диаметр проходного отверстия удлинителя (d), мм	108	48	40	25	25	25	25
Длина центра- тора без удли- нителя (L), мм	1460	1180	1100	1190	1375	1345	1345
Присоединительные резьбы:							
на корпусе	РКТ218* 6.35*1:16	МК156* 5,5*1:32	МК130* 5*1:32	МК112* 4*1:32	МК94* 4*1:32	МК94* 4*1:32	МК84* 4*1:16
на удлинителе	3-147	МК110* 6*1:8	3-76	3-66	3-66	3-66	МК50* 4*1:16
Масса, кг	870	112	90	53	38	42	42

Опоры промежуточные (центраторы квадратные)

Опоры промежуточные предназначены для улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины.

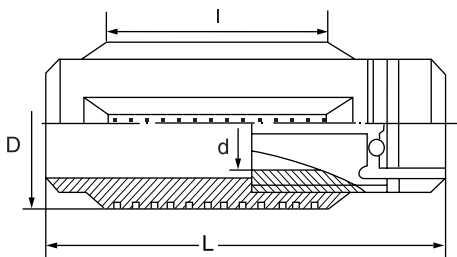


ШИФР	Диаметр, мм		Длина L, мм	Масса, кг	Резьба	
	Наружный D	Внутренний d			Муфта	Ниппель
ЦК-190	190	76	715	75	3-121	3-121
ОП-133	133	70	314	24	3-88	3-88
ОП-143	143	70	314	28	3-88	3-88
ОП-153	153	76	320	28	3-102	3-102
ОП-181	181	76	400	47	3-121	3-121
ЦК-214	214	100	950	118	3-121	3-133
ОП-203	203	100	400	61	3-133	3-133
ОП-269	269	80	850	175	3-147	3-147
ОВ-290	290	90	655	114	3-171	3-147
ОВ-315	315	90	685	124	3-171	3-147
ОВ-340	340	90	715	141	3-171	3-147
ОВ-385	385	90	760	180	3-171	3-147

ЦК — центратор квадратный, ОП — опора промежуточная,
ОВ — опора промежуточная со съемной гильзой.

Передвижной центратор забойного двигателя ВНИИБТ

Центраторы 3-ЦДП могут закрепляться на корпусах забойных двигателей с фактическими отклонениями их наружных диаметров от номинального от 2 до –4 мм. Для закрепления на корпусах забойных двигателей с отклонениями от номинального диаметра более чем на –4 мм центраторы могут комплектоваться сменными утолщенными цангами.



Типоразмер	Диаметр корпуса забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм			Длина лопастей, мм
		наружный D	внутренний d	общая L	
1	2	3	4	5	6
3-ЦДП 390/240 МС	240	390	242-236	820-900	336
3-ЦДП 385/240 МС	240	385	242-236	820-900	336
3-ЦДП 380/240 МС	240	380	242-236	820-900	336
3-ЦДП 305/240 МС	240	305	242-236	670-750	300
3-ЦДП 300/240 МС	240	300	242-236	670-750	300
3-ЦДП 295/240 МС	240	295	242-236	670-750	300
3-ЦДП 292/240 МС	240	292	242-236	670-750	300

1	2	3	4	5	6
3-ЦДП 290/240 МС	240	290	242-236	670-750	300
3-ЦДП 285/240 МС	240	285	242-236	670-750	300
3-ЦДП 292/240 С	240	292	242-236	515-595	150
3-ЦДП 290/240 С	240	290	242-236	515-595	150
3-ЦДП 285/240 С	240	285	242-236	515-595	150
3-ЦДП 292/240 Т	240	292	242-236	515-595	66
3-ЦДП 290/240 Т	240	290	242-236	515-595	66
3-ЦДП 285/240 Т	240	285	242-236	515-595	66
3-ЦДП 292/195 МС	195	292	197-191	686-750	300
3-ЦДП 290/195 МС	195	290	197-191	686-750	300
3-ЦДП 285/195 МС	195	285	197-191	686-750	300
3-ЦДП 262/195 МС	195	262	197-191	686-750	300
3-ЦДП 260/195 МС	195	260	197-191	686-750	30
3-ЦДП 292/195 С	195	292	197-191	536-600	150
3-ЦДП 290/195 С	195	290	197-191	536-600	150
3-ЦДП 285/195 С	195	285	197-191	536-600	150
3-ЦДП 292/195 Т	195	292	197-191	536-600	66
3-ЦДП 290/195 Т	195	290	197-191	536-600	66
3-ЦДП 285/195 Т	195	285	197-191	536-600	66
3-ЦДП 266/195 Т	195	266	197-191	686-750	30
3-ЦДП 215,9/172 МС	172	215,9	174-168	520-590	281
3-ЦДП 214/172 МС	172	214	174-168	520-590	281
3-ЦДП 212/172 МС	172	212	174-168	520-590	281
3-ЦДП 214/172 С	172	214	174-168	370-440	131
3-ЦДП 212/172 С	172	212	174-168	370-440	131
3-ЦДП 212/172 Т	172	212	174-168	290-360	35
3-ЦДП 214/172 Т	172	214	174-168	290-360	35
3-ЦДП 212/172 Т	172	212	174-168	290-360	35

Раздел 4

Гидравлические забойные двигатели

Шифр двигателя	Число ступеней, шт.	Расход жидкости, л/с	Рабочий режим			Присоединительная резьба			Длина, мм	Масса, кг
			Частота вращения вала, об/мин	Момент на валу, кН*м	Перепад давления, МПа	К долоту	к бурильной колонне			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Д-85	—	4,8	144	0,5	5,6	3-66	3-66	3240	111	
Д1-88	—	4,5-7	162-300	0,53-0,61	5,8-7	3-66	3-66	3240	110	
(ДГ)ДО-88	—	5-8	180-300	0,4-0,6	5,8-7	3-66	3-66	2400	100	
ДГ-95	—	6-10	120-180	0,6-0,9	4-5	3-76	3-76	2640	108	
ДГ1-95	—	6-10	170-280	0,55-0,75	4,5-6	3-76	3-76	2270	78	
Д-105	—	6-12	80-160	0,8-1,3	3,5-5,5	3-76	3-88	5570	196	
Д1-105	—	6-10	156-228	0,9-1,6	5-8	3-76	3-88	3770	180	
ДГ-105	—	6-10	110-180	0,6-1	5-8	3-76	3-88	2850	146	
ДО-105	—	6-10	150-240	0,8-1,4	7,5-11	3-76	3-88	2900	150	
ЗГ-105К	210	10	798	0,3	7,1	3-76	3-88	13400	590	
ТО-105Р	70	12	228	0,9	6,1	3-76	3-88	7600	420	
ТПВ-105	—	10-15	570-680	0,15-0,2		3-76	3-76	10570	530	
Д-106	—	8-15	110-180	1,4-2,4	6-9	3-88	3-88	4715	240	
ДГ-106	—	6-12	80-160	0,8-1,2	3,5-5,5	3-88	3-88	3230	118	
ДГ2-106	—	6-14	110-230	0,5-1,2	3,5-8	3-88	3-88	2900	127	
ДГ-108	—	6-12	78-160	0,8-1,2	3,5-5,5	3-88	3-88	3200	167	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Д1-108	—	6-12	78-160	0,8-1,3	3,5-5,5	3-76	3-88	2930	167
ДГ2-108	—	6-12	78-162	0,8-1,3	3,5-5,5	3-88	3-88	2570	147
Д-108	—	6-12	78-162	0,8-1,2	3,5-5,5	3-76	3-88	2900	167
Д-110	—	4-12	30-96	0,8-1,8	3-6,5	3-76	3-88	4715	256
Д1-127	—	15-20	132-174	2,2-3	6,5-8,7	3-88	3-101	5795	402
Д1-145	—	15-20	120-180	3-4,5	7-9	3-88	3-108	4670	418
ДГ-145	—	15-20	120-180	5-6	7-10	3-88	3-108	6900	415
ТР-145Т	—	12-22	126-220	0,5-1,0	1,8-5,0	3-88	3-108	8000	800
Д-155	—	24-30	132-162	3,5-4	6,5-7,5	3-117	3-133	4330	466
ДГ-155	—	24-30	132-162	3,5-4	6,5-7,5	3-117	3-133	4330	466
Д4-172	—	25-35	102-150	6-9	9,2-12,6	3-117	3-147	6720	832
Д5-172	—	25-35	78-108	4,5-6	4,5-7	3-117	3-147	6220	770
Д5-172М	—	25-35	90-120	7,4-9,8	7,2-9,7	3-117	3-147	6720	830
2Д5-172	—	25-35	90-114	7,5-10,6	7,5-10,5	3-117	3-147	8670	1070
ТПС-172	426	25	396	1,6	4,8	3-117	3-147	26250	13325
ТПС-172М	436	25	390	1,65	6	3-117	3-147	18500	2290
ЗТСШ-172	336	25	630	1,8	8,8	3-117	3-147	25400	3530
Т13СЗЕ-172	106	25-28	630-702	0,6-0,7	2,8-3,5	3-117	3-147	7940	1057
ТО-172	109	25	670	0,65	3,8	3-117	3-147	10745	1 500
ТО2-172	110	28	705	0,8	3,9	3-117	3-147	9715	1363

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ДО-172	—	20-30	150-240	3-4	3,9-7	3-117	3-147	3400	575
ШОЗД-172	—	25-35	80-110	3-4	5-7	3-117	3-147	1300	—
ДГ-172	—	25-35	78-156	3,2-3,8	3,5-5,5	3-117	3-147	5300	575
ДГ1-172	—	24-35	150-190	3,5-4	5,8-7,8	3-117	3-147	4860	575
УДГС1-172	—	25-35	78-108	4,5-6	4,5-7	3-117	3-147	5968	830
УДГС2-172Ш	—	32	168	6,3	7,9	3-117	3-147	5133	790
ДВ-172	—	24-32	180-220	5-6,5	6,2-9,2	3-117	3-147	5420	650
ДН-172	—	25-35	78-156	3,2-3,8	3,5-5,5	3-117	3-147	5050	687
ОШ-172	—	25-35	80-110	1,5-3	4,5-7	3-		3370	440
ДОТ172Ш	—	32	120	6,3	7,9	3-117	3-147	4835	700
ЛЗД-172	—	5-7	270-380	0,6-0,84		3-76	3-92	2600	800
ДЗ-172	—	25-35	78-108	3,1-3,7	3,9-4,9	3-117	3-147	6880	912
ДММ-178	—	28-32	180-200	6-10	8-10	3-117	3-147	13000	
Д1-195	—	25	80	3,1	3,9	3-117	3-147	7675	1350
Д2-195	—	25-35	90-114	5,2-7	4,3-6,7	3-117	3-171	6550	1100
Д5-195	—	25-35	114-167	7,5-11,5	6,1-12,6	3-117	3-147	7265	1200
2Д2-195	—	25-35	90-114	7,5-10,6	7,5-10,5	3-117	3-147	9135	1533
Д2-195М	—	25-35	78-108	9,5-11	7,9-9,9	3-117	3-147	7265	1200
Д3-195	—	25-35	78-132	10,5-13,7	9,2-11,2	3-117	3-171	7940	1300
Д4-195	—	28,5-42	180-210	7,6-10,8	6-8	3-117	3-171	6970	1270

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Д6-195	—	25-35	156-210	6,5-9,6	4,9-9	3-117	3-171	7340	1200
ДМШ-195	—	20-28	80-120	6,5-9	7-9	3-117	3-147	10500	1900
ДВШ-195	—	25-35	90-120	2,8-4,5	3,6-5,7	3-117	3-147	6 800	1150
ТНВ-195	220	28	115	0,3	7,9	3-117	3-147	16 500	3100
ТРМ-195	97	28	130	2,6	4,1	3-117	3-147	18 440	3110
РМ-195	—	28-34	90-132	2,7-3,5	3,0-5,5	3-117	3-147	10,4	1100
РШЗ-195	—	28-34	90-132	2,7-3,5	2,5-3,7	3-117	3-147	4,8	800
ТРМ4-195		24-30	102-108	11,8-13,2	2,4-3,8	3-117	3-147	5,9	1800
А7ПШ-195	228/111	30	320	1,8	6,9	3-117	3-147	24950	4420
А7ПЗ-195	328	26	650/320	2,5	4,0	3-117	3-147	25680	4788
ЗТСШ1-195	330	30	380	1,5	3,9	3-117	3-147	25700	4790
ТО2-195	105	30	520	0,9	3,5	3-117	3-147	10110	1850
ЗТСШ-195ТЛ	318	40	340	1,5	2,9	3-117	3-147	25700	4325
ЗТСШ2-195	330	30	450	1,7	5,7	3-117	3-147	25850	4325
ТСШМ1-195	444	28	323	1,2	4,7	3-117	3-147	25840	3930
ТО-195К	110	30	500	0,95	4,1	3-117	3-147	10110	1774
ДРУ-195	—	25	80	3,1	3,9	3-117	3-147	8100	1420
А6Ш-195	212	20	470	0,7	4,3			17250	2095
А6Ш-195	212	20	470	0,7	4,3			17250	2095
1 сек. А7ПЗ+ШО-195	109	32	500/400	1,8	3,5	3-117	3-147	7620 + 5700	1400 + 875

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Д1-240	—	30-50	70-135	10-14	6-8	3-152	3-171	7570	1746
Т12РТ-240	104	55	760	2,5	5,4	3-152	3-171	8210	2020
Т1СШ-240	110	52	440	2,05	5,4	3-152	3-171	9742	1991
2ТСШ-240	210	40	470	2,7	4,9	3-152	3-171	15486	3993
3ТСШ-240	315	32	440	2,7	5,5	3-152	3-171	23225	5975
ТНВ-240	220	32-40	114-180	3,5-4,9	6,7	3-152	3-171	22000	4700
ТКН-240	120	50-55	630-702	2,1-2,5	4,5-5,4	3-171	3-188	8210	2017
ТВШ-240	90	50-55	492-540	1,6-1,9	3,4-4,1	3-171	3-188	8210	2017
ДМШ-240		30-55	100-160	7,2-10,7	6,4-10,5	3-152	3-171	8180	1890
А9ГШ-240	210/199	45	250	3,1	5,5	3-152	3-171	23290	6125
ТО2-240	93	45	420	1,3	2,9	3-152	3-171	10 170	2 595
ТУ-240К	108	55	690	2,4	6,2	3-152	3-171	8 650	2320
2Т-240К	220	40	480	3,6	7,7	3-152	3-171	17000	4560
3Т-240К	330	35	415	4	8,9	3-152	3-171	23750	6420
ТО-240К	95	45	400	1,5	3,4	3-152	3-171	10170	2734
*2Т-195К	220	30	480	1,8	6,4	3-152	3-147	19590	3225
*2ТУ240КД	220	40	174	5,5	10,3	3-117	3-171	23250	5810

Объемные двигатели производства «Радиус-Сервис»

Назначение и конструктивные особенности двигателя УД-195РС



Двигатель предназначен для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин долотами диаметром 215,9...269,9 мм с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/м³ при забойной температуре до 100 °С.

При использовании двигательной секции с рабочей парой PV Fluid и специальными твердосплавными радиальными опорами в шпindelной секции, двигатель может использоваться с промывочными жидкостями на углеводородной основе и при забойной температуре до 160 °С.

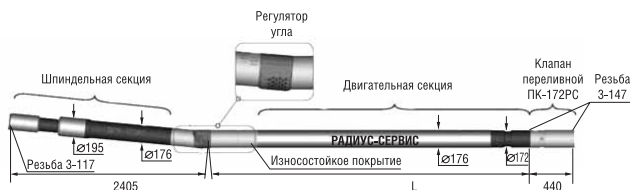
Имеется возможность оперативно изменять в условиях буровой на устье скважины угол перегиба двигателя путем замены переводника косого, что исключает необходимость иметь на буровой несколько двигателей-отклонителей с различными углами перегиба.

Двигатель может быть укомплектован переливным клапаном ПК-172РС.

Диапазон углов косого переводника: 0°30'... 2°00'.

Обозначение двигательной секции	Заходность ротор-статор	Длина рабочей пары, мм	Длина верхнего плеча отклонителя, L, мм	Общая длина двигателя, мм	Масса двигателя, кг
PV195.5.42	5:6	4260	5177	7627	1335
RS195.6.28	6:7	2800	3717	6167	1015
RS195.6.48S	6:7	4800	5717	8167	1245
RS195.7.28	7:8	2800	3717	6167	1025
RS195.9.23	9:10	2800	3217	5667	955
RS195.9.28	9:10	2800	3717	6167	1030
RS195.9.34	9:10	3400	4317	6767	1115
RS195.9.48S	9:10	4800	5717	8167	1375

Назначение и конструктивные особенности двигателя ДРУ-172РС



Двигатель предназначен для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин долотами диаметром 215,9...269,9 мм с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/м³ при забойной температуре до 100 °С.

При использовании двигательных секций с рабочими парами PV Fluid и специальными твердосплавными радиальными опорами в шпindelной секции, двигатель может использоваться с промывочными жидкостями на углеводородной основе и при забойной температуре до 160 °С.

Зубчатая муфта регулятора угла в месте касания со пенкой скважины имеет поверхность, армированную твердосплавными зубками.

Двигатель может быть укомплектован переливным клапаном ПК-171РС.

Обозначение двигательной секции	Заходность ротор-статор	Длина рабочей пары, мм	Длина верхнего плеча отклонителя, L, мм	Общая длина двигателя, мм	Масса двигателя, кг
PV172.4.39	4:5	3899	5160	7565	993
RS176.6.28	6:7	2800	3734	6140	814
RS176.5.48S	6:7	4800	5734	8140	1240
RS172.7.33	7:8	3227	4588	6994	954
RS176.9.23	9:10	2300	3234	5640	772
RS176.9.28	9:10	2800	3734	6140	819
RS176.9.34	9:10	3400	4334	6740	889
RS176.9.48S	9:10	4800	5734	8140	1275

Назначение и конструктивные особенности двигателя ДРУЗ-127РС



Двигатель предназначен для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин долотами диаметром 142,9...171,5 мм, зарезки и бурения боковым стволов, капитального ремонта скважин с использованием промывочной жидкости плотностью до 1500 кг/м³ при забойной температуре до 100 °С.

При использовании двигательной секции с рабочей парой PV Fluid и специальными твердосплавными радиальными опорами в шпиндельной секции, двигатель может использоваться с промывочными жидкостями на углеводородной основе и при забойной температуре до 160 °С

Зубчатая муфта регулятора угла в месте касания со стенкой скважины имеет поверхность, армированную твердосплавными зубками.

Двигатель может быть укомплектован переливным клапаном ПК-127РС.

Имеется возможность установки регуляторов угла со следующими углами перекося:

0'00'; 0'23'; 0'47'; 1'09'; 1'30'; 1'50'; 2'07'; 2'23'; 2'36'; 2'46'. 3'00'

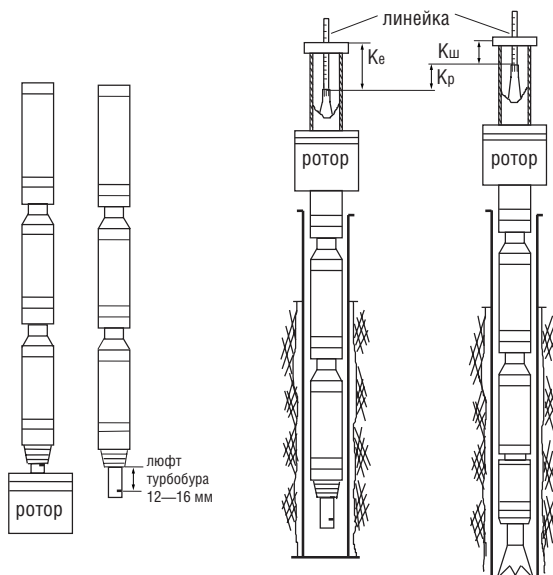
или

0'00'; 0'20'; 0'39'; 0'57'; 1'15'; 1'31'; 1'46'; 1'59'; 2'10'; 2'19'; 2'30'

Обозначение двигательной секции	Заходность ротор-статор	Длина рабочей пары, мм	Длина верхнего плеча отклонителя, L, мм	Общая длина двигателя, мм	Масса двигателя, кг
PV127.6.47	6:7	4699	7355	5681	560
RS127.9.23	9:10	2300	4956	3282	420

Контроль ресурса шпиндельного турбобура в условиях буровой

1. Сборка турбинных секций.
 2. Определение люфта собранного турбобура (рис.1), то есть смещение вала турбобура относительно корпуса, который должен быть в пределах 12–16 мм.
 3. Замер расстояния соприкосновения ротора со статором K_c (рис.2).
 4. Определение подъема вала $K_{ш}$ (рис.3) при навинченной шпиндельной секции.
 5. Определение величины фактического подъема вала $K_p = K_c - K_{ш}$.
- При новом шпинделе K_p должен быть до 10 ± 1 мм.
6. Определять K_p при каждой смене долота.
 7. Замена шпинделя при $K_p = K_c - K_{ш} = 2$ мм.



Гидравлические и механические параметры турбины

n — число оборотов турбины; об/мин,

Q — расход бурового раствора, л/сек,

P — перепад давления, МПа.

M — вращающий момент турбины, кгс/м,

N — мощность турбины, кВт (л.с.).

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2}; \quad \frac{P_1}{P_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2}; \quad \frac{M_1}{M_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2}; \quad \frac{N_1}{N_2} = \frac{Q_1^3}{Q_2^3}$$

Зависимость параметров турбины от плотности бур. раствора

$$\frac{M_1}{M_2} = \frac{p_1}{p_2}; \quad \frac{N_1}{N_2} = \frac{p_1}{p_2}; \quad \frac{P_1}{P_2} = \frac{p_1}{p_2}$$

Возможные неисправности в работе турбобуров и способы их устранения

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
1	2	3
Остановка турбобура при бурении	1. Чрезмерное увеличение нагрузки на долото, перегрузка турбобура. 2. Значительное уменьшение количества рабочей жидкости, подаваемой в турбобур, из-за неполадок в насосах или утечек в бурильной колонне. Признаком служит снижение давления, регистрируемого манометром.	Долото приподнять над забоем и снова опустить, после чего постепенно увеличивать нагрузку на долото. Если при меньшей осевой нагрузке турбобур не работает, его необходимо поднять на поверхность для проверки на устье. Проверить насосы и резьбовые соединения бурильных труб. Если принятые меры не обеспечивают улучшения работы турбобура, его следует проверить на устье.

1	2	3
Турбобур не принимает нагрузку (резкое уменьшение осевой нагрузки на долото по сравнению с приложенной ранее, при которой турбобур останавливается)	Если при бурении давление по манометру не снижается, турбобур может не принимать нагрузку по следующим причинам: 1. Заклинивание долота. Приподнятый над забоем турбобур (разгруженный) работает, а при нагрузке останавливается. 2. Роторы соприкасаются со статорами вследствие сверхдопустимого износа деталей осевой опоры или ослабления резьбовых соединений, закрепляющих систему роторов или систему статоров.	Бурение необходимо прекратить, турбобур поднять на поверхность для проверки долота и турбобура.
Турбобур не запускается на устье при давлении, значительно превышающем рабочее (вал свободно вращается), при приложении момента до 20 кгс/м*	Значительный перепад давления на долоте. При этом создается большое в осевой опоре шпинделя и дополнительное сопротивление трения в резино-металлической пяте, что препятствует вращению вала.	Опрессовать турбобур без долота. При необходимости увеличить диаметр гидромониторных насадок.
Резкое повышение давления в нагнетательной линии	1. Засорение фильтра 1,1. Наличие посторонних предметов, окалин в манифольде после проведения на нем ремонтных работ и при запуске 1-й скважины. 1,2. Засорение фильтра шлангом.	1,1. Промыть манифольд через квадрат с максимальной производительностью буровых насосов. 1,2. Отвернуть ведущую трубу, промыть и прочистить фильтр.

1	2	3
Резкое повышение давления в нагнетательной линии	2. Засорение турбобура. 2.1. Наличие посторонних предметов в новом бурильном инструменте. 2.2. При большом количестве в растворе коллоидной фракции частицы шлама, не задержанные фильтром, с прекращением циркуляции осаждаются в турбобуре, при последующем включении насоса этот осадок запрессовывается в турбине. 2.3. При неуравновешенности столба жидкости в затрубном и колонном пространстве во время наращивания или проведения ИК при неработающем обратном клапане выбуренная порода вследствие возникновения обратного движения жидкости ("сифон") заполняет долото и турбину, если турбобур не приподнят от забоя.	2.1. При сборке нового инструмента и использовании бурильного инструмента со стеллажей необходимо его прошаблонировать. После остановки в процессе бурения под кондуктор и первого долбления вначале запускается один насос на минимальной производительности (в случае регулируемого привода) или с наименьшим диаметром втулок. Включение второго насоса и полная производительность насосов осуществляются после доведения долота до забоя. 2.3. Для исключения забития турбобура обратной циркуляцией тщательно промыть перед остановкой циркуляции, в случае срочных непредвиденных остановок поднять компоновку на длину свечи от забоя. При засорении турбобур поднять на поверхность и промыть в течение 10—15 мин. при неполной производительности буровых насосов, следя за повышением давления по манометру. Если промывка не дает результатов, турбобур заменить.
Резкое падение давления в нагнетательной.	Поломка бурильных труб или срыв резьбовых соединений корпусов и переводников.	Поднять инструмент.

Возможные неисправности в работе ВЗД и способы их устранения

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
1	2	3
При опробовании на устье скважины		
Незапуск двигателя или запускается при давлении больше 40 кгс/см ² а) перепускной клапан не открывается;б)перепускной клапан закрылся.	1. Диаметр фильтра равен внутреннему диаметру ведущей буровой трубы, перепускной. 2. Зашламован фильтр. Большой напор в рабочей полости. Слишком большой расход бурового раствора. Не прогрет двигатель. Двигатель неисправен (зашламован, разрушена обкладка статоров).	1. Установить фильтр меньшего диаметра в месте компоновки с большим проходным отверстием. 2. Очистить фильтр. 1.2. Опробовать на минимальном расходе. В случае запуска при давлении более 40 кгс/см ² , менее 70 кгс/см ² не прекращать подачу бурового раствора в течение 3–5 мин., если давление снизилось, то решать эксплуатация двигателя на этом же расходе первые 30–50 часов, в дальнейшем расход бурового раствора можно увеличить. 3. Отогреть двигатель. 4. Убедившись в неисправности, двигатель заменить.
Перепускной клапан при опробовании пропускает буровой раствор, двигатель работает нормально.	1. Посторонний предмет в клапане. 2. Клапан неисправен.	1. Повторить опробование путем 2–3-разового включения и выключения бурового насоса. 2. Заменить клапан или исключить его из компоновки.

1	2	3
Двигатель в скважине		
Двигатель в скважине не запускается двигатель, давление превышает допустимое (порыв мембраны). Отсутствие реактивного момента на роторе.	1. Несоответствие мембраны и кольца необходимому давлению. Не осуществлялись во время спуска на большую глубину промежуточные промывки скважины (раствор имеет большую вязкость и СНС). Зашламован двигатель. 4. Разрушение обкладки ствола под действием высокой забойной температуры, из-за некачественного изготовления.	1. Привести насосы (цилиндрические втулки) и мембрану с кольцом в соответствии с расчетным рабочим давлением. 2, 3, 4. Раскачивать инструмент без промывки с вращением ротора 2–3 мин., после чего, не останавливая ротор, включить буровой насос на минимальной производительности (допускается работа насоса на 1–2 клапанах). Во избежание порыва пласта не допускать длительной работы насоса без выхода бурового раствора из скважины. При отрицательном результате поднять инструмент от забоя на 300–500 м и более и повторить все сначала. При отрицательном результате заменить двигатель.
Двигатель не запускается, на роторе есть реактивный момент. Во время раскачивания заметны «посадки» и «затяжки» бурильного инструмента, при этом двигатель запускается, давление в манифольде резко падает и вновь также резко поднимается до тормозного.	1. Заклинено долото или калибратор в суженной части ствола, в резко искривленном участке ствола и т.д. 2. На забое посторонние металлические предметы.	1. Поднять долото от забоя на длину квадрата, запустить двигатель и проработать призабойную зону. В случае применения винтового отклонителя прорабатывать скважину не рекомендуется. Бурение скважины отклонителем можно производить только в хорошо подготовленном стволе. 2. Очистить забой.

1	2	3
Снижение механической скорости проходки, двигатель часто останавливается, при этом повышается давление	1. Большой износ рабочих органов. 2. Недостаточная производительность буровых насосов (промыт поршень, клапан и т.д.). 3. Промыт буровой инструмент, переливной клапан и т.д.	1. Определить техническое состояние рабочих органов по способу, описанному в разделе 3. При подтверждении чрезмерного износа увеличить по возможности производительность насосов или снизить нагрузку на долото. 2. Определить расход бурового раствора, проверить насосное хозяйство, устранить неисправность. 3. В случае промыва бурового инструмента давление при холостой работе двигателя и неизменном расходе промывочной жидкости должно быть ниже первоначального более чем на 5—10 кгс/см². В этом случае необходимо произвести подъем бурильного инструмента и заменить промытые бурильные трубы с последующей проверкой забойного двигателя.

Раздел 5

Устройства керноприемные

Устройства керноприемные

ОАО Павловского машиностроительного завода

Серия и шифр керноотборного инструмента	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр буровой головки, мм	Диаметр керна, мм	Количество секции, шт.	Длина устройства, мм	Длина керноприемник, мм	Масс, кг
УКР-122/52 (недра)	122	139,7	52	3	18190	16200	1000
УКР-138/67 (недра)	138	158,7	67	2	15943	13775	1010
УКР-164/80 (недра)	164	187,3 и 212,7	80	2	15635	14300	1569
УКР-203/100 (недра)	203	269,9 и 295,3	100	2	16210	14835	2300
УКР-240/100 (недра)	240	269,9 и 295,3	100	2	16210	14835	2300
УКР-122/67 (кембрий)	122	139,7	67	1	7190	6150	400
УКР-172/100 (кембрий)	172	187,3 и 212,7	100	2	15900	14315	1480
УКР-114/52 (силур)	114	139,7	52	1	8695	6860	380
УКР-146/80 (силур)	146	187,3 и 212,7	80	1	8937	6664	620
УКР-185/100 (тенгиз)	185	212,7	100	2	15727	14200	1530

Устройства кернаприемные НПП «СибБурМаш», г.Тюмень

Обозначение	КИМ 127/52	КИМ 172/80	КИМ2 172/80	КИМ 195/100	КИМ2 195/100	КИК 172/80	КИК 195/100
Диаметр бурголовки, мм	139,7	187,3	187,3	212,7	212,7	187,3	212,7
Диаметр керна, мм	52	80	80	100	100	80	100
Длина снаряда, м	6	8	15	8	15	8	8
Масса, кг	300	800	1500	1000	1800	800	1000

КИМ — базовый кернаотборный снаряд.

КИМ 2 — двухсекционный кернаотборный снаряд.

КИК — кернаотборный снаряд с кальматирующим переводником.

Кернаотборные устройства сверлящего типа НПП «Азимут»

Техническая характеристика	СКАТ	СКТ-3М	КС140-130
Диаметр исследуемых скважин, мм	190–240	190–240	190–240
Максимальное число образцов, отбираемое за спуск, шт.	12	12	10
<i>Размер образцов:</i>			
длина, мм	до 50	до 50	90–120
диаметр, мм	22	22–24	16–22
Максимальная температура среды, град	до 180	до 150	
Максимальное давление в скважине, МПа	до 100	до 100	
Диаметр кернаотборника, мм	145	145	140
Длина кернаотборника, мм	2200	2200	2600

Устройства керноприемные НПП «Буринтех»

Снаряды керноотборные типа СК предназначены для бурения с отбором керна бурголовками 212,7 мм гидравлическим забойным двигателем или ротором в породах 1–3-й категории по трудности отбора. Высокий вынос керна обеспечивается применением спиральных стабилизаторов корпуса, пластикового вкладыша и шариковых центраторов керноприемной трубы, сигнализатора заклинка керна и особой системой промывки, обеспечивающей защиту керна от размыва. Для условий бурения с забойным двигателем снаряды комплектуются перепускным переводником и узлом сброса шара.

Характеристика	СК-178/80 БИТ	СК-178/100 БИТ
Бурголовка (диаметр наружный/диаметр керна), мм	212,7/80	212,7/100
Диаметр корпуса, мм	178	178
Длина максимальная рабочая, мм	19 531	19 531
Длина нижней секции транспортная, мм	10 081	10 081
Длина верхней секции транспортная, мм	11 090	11 090
Длина керноприема расчетная, мм	16 303	16 303
Число секций	2	2
Верхняя присоединительная резьба ГОСТ 28487-90	Муфта 3-133 или 3-117	Муфта 3-133 или 3-117
Нижняя присоединительная резьба ГОСТ 28487-90	Ниппель 3-150	Ниппель 3-161

Раздел 6

Бурильная колонна

Утяжеленные бурильные трубы — УБТ

Основные технические характеристики	Утяжеленные бурильные трубы			
	ТУ 14-3-835-79	ТУ 14-3-839-79	ТУ 51-774-77	ТУ 6325.000-00.00.00
	Круглые	Круглые	Сбалансированные с термообработанными концами	Кованные, механически обработанные, армированные
Условный наружный диаметр (размер), мм	146, 178, 203	89, 108±1	178, 203, 229	Круглые: 79, 89, 108, 121, 127, 146, 165. Спиральные: 178, 203, 229, 248, 254, 279
Диаметр канала, мм	74, 90, 100	51, 56	80, 90	Круглые: 32, 38, 46, 51, 57 (57, 71). Спиральные: (57, 71), 80, 90, 90, 100, 100
Толщина стенки, мм	В соответствии с диаметром канала			
Длина трубы, м	8-12	12	6	8,3–9,45
Тип замка	—	—	—	—
Группа прочности или марка стали (предел текучести, МПа)	Д(370) К(440) — — —	36Г2С(490) — — — —	38ХН3МФА(740) 40ХН2МА(640) 40ХН (640)	Хромникелемолибденовая сталь (760 — для труб диаметром до 171 мм, 690 — для труб диаметром свыше 171 мм)

Рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ

Диаметр, мм		Диаметр, мм	
Долота	УБТ*	Долота	УБТ*
120,6	108 (89)	244,5–250,8	203 (178)
139,7–152,4	114 (108)	269,9–279,4	229 (203)
155,6–158,7	121–133 (114–121)	295,3	245 (219)
161–171,4	133–146 (121–133)	320	245 (229)
190,5–200	159 (146)	349,2	254 (229)
212,7–222,3	178 (159)	393,7 и выше	299 (254, 273)

*В скобках приведено значение диаметра УБТ для осложненных условий бурения, без скобок — для нормальных условий бурения.

Расчет компоновки УБТ

Расчет заключается в определении параметров УБТ, обеспечивающих:

- заданную нагрузку на долото (Q),
- необходимую жесткость при изгибе (EI).

Длина комплекта одноступенчатых УБТ:

$$l_0 = \frac{(1.20 : 1.25)Q - G}{q_0},$$

где:

- Q — нагрузка на долото;
- G — вес забойного двигателя;
- q_0 — вес 1 м УБТ.

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ выполняется ступенчатой.

Между ступенями и при переходе к бурильным трубам должно выполняться условие:

$$D_{убт2} \geq 0,75 D_{убт1}; D_{бт} \geq 0,75 D_{убт}$$

Длина комплекта УБТ из нескольких ступеней:

$$l_o = \sum_{i=1}^n l_{oi}$$

где

l_{oi} — длина труб каждого диаметра.

Проверка комплекта УБТ на устойчивость от действия собственного веса при нагружении долота:

$$Q_{кр} = 2 \sqrt[3]{EIq_o^2} \text{ или } l_{кр} = 2 \sqrt[3]{EI/q_o}$$

Если $Q_{кр} \leq Q_o$ или $l_{кр} \leq l_o$, то рекомендуется устанавливать на УБТ промежуточные опоры — центраторы (квадратные, спиральные и др.).

Соотношение размеров долот и промежуточных опор

Диаметр долота, мм	Наибольший поперечный размер опоры, мм	Диаметр долота, мм	Наибольший поперечный размер опоры, мм
139,7,	133	215,9	203
145	143	244,5	230
151	153	269,9	255
165,1	181		
190,5			

Расстояние между промежуточными опорами

Диаметр УБТ, мм		Вес 1 м УБТ, кг	Частота вращения колонны, об/мин			
наружный	внутренний		50	90	120	150
1	2	3	4	5	6	7
73	35	25,3	17,5	13,0	11,3	10,1
89	51	32,8	19,7	14,7	12,7	11,4
95	32	49,3	19,5	14,5	12,6	11,2
108	56	52,6	21,4	16,0	13,8	12,4
114	45	67,6	21,5	16,0	13,9	12,4
120	64	63,5	22,7	16,9	14,6	13,1
133	64	83,8	23,6	17,6	15,2	13,6
146	68	102,9	24,7	18,4	15,9	14,2
146	74	97,7	24,9	18,5	16,0	14,4
159	80	116,4	31,5	23,5	20,3	18,2
178	80	155,9	33,0	24,6	21,3	19,1
178	90	145,4	33,4	24,9	21,5	19,3
203	80	214,6	34,9	26,0	22,5	20,1
203	100	192,4	35,5	26,5	22,9	20,5
219	112	218,4	37,0	27,6	23,9	21,4
229	90	273,4	37,0	27,6	23,9	21,4
245	135	257,7	39,5	29,4	25,5	22,8
254	100	336,1	39,0	29,1	25,2	22,5
273	100	397,8	40,3	30,0	26,0	23,2
299	100	489,5	41,9	31,3	27,1	24,2

Примечание: Расстояние между опорами при бурении забойными двигателями принимается для $n = 50$ об/мин.

Нормативные запасы прочности

Тип скважины	Бурение забойными двигателями	Роторное бурение
Вертикальная	1,30/1,35	1,40/1,45
Наклонно направленная	1,35/1,40	1,45/1,50

Примечание: Значения в числителе — для нормальных условий, в знаменателе — для осложненных условий бурения.

Трубы бурильные стальные

Основные технические характеристики	Параметры бурильных труб						
	ГОСТ 631-75			ГОСТ Р 50278-92			
	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками	с высаженными концами, с навинчиваемыми замками
Обозначение	Труба В (ТВВ)	Труба Н (ТВН)	Труба ВК (ТВВК, ВК)	Труба НК (ТВНК, НК)	Труба ПВ (ТВПВ, ПВ)	Труба ПК (ТВПК, ПК)	Труба ПН (ТВПН, ПН)
Наружный диаметр (размер), мм	60,3; 73,0; 88,9; 101,6; 114,3; 127,0; 139,7; 168,3	101,6; 114,3; 139,7	88,9; 101,6; 114,3; 127,0; 139,7	73,0; 88,9; 101,6; 114,3	73,0; 88,9; 101,6	114,3; 127,0; 139,7	60,3; 73,0; 88,9; 101,6; 114,3; 127,0
Толщина стенки, мм	7-11	8-11	9-11	9-11	8,4-11,4	8,6-12,7	7,1-12,7
Тип замка	ЗШ, ЗН	ЗШ, ЗУ	ЗШК, ЗУК	ЗШК, ЗУК	ЗП	ЗП	ЗП
Группа прочности или марка стали	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р	Д, Е, Л, М, Р

Бурильные замки для бурильных труб с высаженными концами по ГОСТ 5286-58

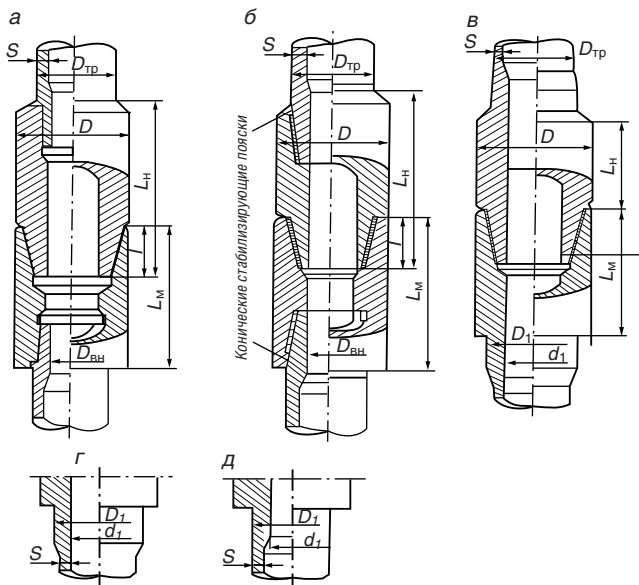
Тип, размер замка	Замковая резьба	Условный диаметр трубы по ГОСТ 631-63	Наружный диаметр замка, мм	Размеры шлицея, мм			Размеры муфты, мм			Замок в собранном виде (величины справочные)	
										Длина, мм	Масса, кг
ЗН-80	З-62	60	80	70	25	240	70	34	240	410	12
ЗН-95	З-73	73	95	86	3	260	88	45	260	432	16
ЗН-108	З-88	89	108	102	38	275	96	58	275	454	20
ЗН-115	З-113	89	113	102	38	275	96	58	275	454	23

Геометрические размеры и прочностные характеристики стальных бурильных труб по классам

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в Ки, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
Условный	Наружный			Д	К	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>I класс</i>								
60	60,3	7	11,7	441	588	637	735	882
—		9	14,5	539	686	784	931	1078
73	73	7	14,5	539	686	784	931	1078
		9	18,1	676	882	980	1176	1323
		11	21,4	784	1029	1176	1327	1568
89	89	7	18	686	882	980	1127	1323
		9	22,6	833	1127	1225	1421	1666
		11	26,9	980	1323	1470	1715	1960

1	2	3	4	5	6	7	8	9
102	101,6	7	20,8	774	1029	1127	1323	1519
		8	23,5	882	1127	1274	1470	1715
		9	26,2	980	1274	1421	1666	1323
		10	28,8	1078	1421	980	1813	2107
114	114,3	7	24,3	882	1176	1274	1519	1715
		8	26,7	980	1323	1421	1715	1960
		9	29,8	1127	1470	1617	1911	2205
		10	32,8	1225	1617	1764	2107	2401
		11	35,7	1323	1764	1911	2254	2597
127	127	7	26,4	980	1274	1421	1666	1960
		8	29,9	1127	1470	1617	1911	2205
		9	33,4	1225	1617	1813	2107	2450
		10	36,7	1327	1813	1960	2352	2695
140	139,7	8	33,1	1225	1617	1764	2107	2450
		9	36,9	1327	1813	2009	2352	2659
		10	40,7	1519	2009	2205	2597	2989
		11	44,5	1666	2156	2401	2842	3234
168	168,3	9	45	1666	2205	2450	2842	3283
		10	49,7	1862	2450	2695	3185	3626
<i>II класс</i>								
60	57,5	5,6	9,3	343	460	509	588	686
	56,7	7,2	11,2	421	548	607	715	823
73	40,2	5,5	11,4	421	558	617	725	833
	69,4	7,2	16,1	519	686	764	901	1038
	68,6	8,8	16,5	617	813	882	1048	1215
89	86,2	5,6	14,9	558	735	803	950	1097
	85,4	7,2	17,9	666	882	970	1146	1323
	84,6	8,8	21,2	793	1038	1146	1352	1568
102	98,8	5,6	16,8	627	823	911	1068	1234
	98,4	6,4	18,9	705	931	1019	1205	1391
	98	7,2	20,5	764	999	1107	1303	1519

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	97,6	8	22,7	842	1107	1225	1450	1666
	111,1	6,4	21,4	803	1048	1156	1372	1560
114	111,5	5,6	16,8	686	911	999	1176	1372
	110,7	7,2	22,9	852	1127	1234	1470	1685
	110,3	8	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	109,9	8,8	27,5	1029	1352	1470	1764	2018
127	124,2	5,6	21,2	793	1038	1146	1352	1568
	123,8	6,4	23,6	882	1156	1274	1509	1734
	123,4	7,2	25,9	970	1274	1391	1646	
	123	8	28,6	1078	1401	1548	1822	2107
140	136,5	6,4	25,9	970	1274	1391	1646	1685
	135,9	7,2	29,2	1087	1430	1558	1862	2156
	135,7	8	32,2	1195	1568	1734	2058	2352
	135,3	8,8	35,3	1323	1734	1911	2254	257
168	163,7	7,2	35,3	1323	1734	1911	2254	257
	164,3	8	29,3	1470	1930	2116	2499	2891
<i>III класс</i>								
60	55,4	4,55	7,3	274	362	392	470	539
	54	3,85	7,9	333	441	490	568	656
73	68,1	4,55	9,1	343	441	490	588	676
	66,7	5,85	11,3	421	558	607	725	833
	65,2	7,11	12,9	480	637	695	823	950
1	2	3	4	5	6	7	8	9
89	84,1	4,55	11,8	441	578	637	754	872
	82,7	5,85	14,1	529	686	764	901	1038
	81,2	7,11	16,7	627	823	901	1058	1225
102	96,7	4,55	12,9	480	637	695	823	950
	96	5,2	15,3	558	754	823	980	1127
	95,3	5,85	16,4	607	803	882	1048	1205
	94,6	6,5	18,4	786	901	989	1176	1352



а — типа ПВ; *б* — типа ПК; *в, г* — типа ПН; *д* — типа ПВ

Технические характеристики наиболее используемых отечественных бурильных труб

Показатели	ПН-73х9,19	ПВ-89х9,35	ПК-127х9,19
1	2	3	4
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм	73	88,9	127
Толщина стенки S , мм	9,19	9,35	9,19
Наружный диаметр высадки D_1 , мм	81,8	91,0	130,2
Внутренний диаметр высадки d , мм	54,0 (Д, Е) 50,8 (Л, М)	44,4 (Д, Е)	95,3 (Д, Е) 88,9 (Л) 82,6 (М)

1	2	3	4
Длина трубы, м	5,9—6,3 8,0—8,6 11,9—12,5	5,9—6,3 8,0—8,6 11,9—12,5	8,0—8,6 11,9—12,5
Тип замка	ЗП-105-54 (Д, Е) ЗП-105-50 (Л, М)	ЗП-108-44 (Д, Е)	ЗП-162-95 (Д, Е) ЗП-162-89 (Л) ЗП-165-83 (М)
Резьба замковая по ГОСТ Р50864-96	3-86	3-86	3-133
Наружный диаметр замка D, мм	104,8	108,0	161,9
Длина цилиндриче- ской части ниппеля L _н , мм	179,5	179,5	179,5
Длина цилиндриче- ской части муфты L _м , мм	229,6	242,3	255,0
Масса 1 м гладкой трубы, кг	14,48	18,34	26,71
Приведенная масса 1 м трубы (в сборе с замком), кг	16,41 (Д, Е) 16,58 (Л, М)	20,90 (Д, Е)	31,22 (Д, Е) 31,94 (Л) 32,78 (М)
Растягивающая нагрузка, кН	698,9 (Д) 953,3 (Е) 1206,0 (Л) 1332,0 (М)	885,3 (Д) 1208,0 (Е) 1530,0 (Л) 1691,0 (М)	1290,0 (Д) 1759,0 (Е) 2227,0 (Л) 2464,0 (М)
Изгибающий момент, Н*м	9937 (Д) 13560 (Е) 17170 (Л) 19970 (М)	15980 (Д) 21800 (Е) 27600 (Л) 30520 (М)	35430 (Д) 48330 (Е) 61210 (Л) 67690 (М)
Крутящий момент, Н*м	11480 (Д) 15650 (Е) 19820 (Л) 21900 (М)	18450 (Д) 25170 (Е) 31870 (Л) 35250 (М)	40910 (Д) 55810 (Е) 70670 (Л) 78160 (М)

Бурильные трубы импортного производства

Основные технические характеристики	Бурильные трубы по стандартам АНИ		
	с внутренней высадкой	с наружной высадкой	с комбинированной высадкой
Наружный диаметр, мм	101,6 114,3 127	60,3 73 88,9 101,6 114,3	114,3 127 139,7
Внутренний диаметр, мм	84,8 97,2 112	46,1 54,6 70,2 66,1 84,8 97,2	92,5 108,6 101,6 121,4
Толщина стенки, мм	8,38 8,56 7,52	7,11 9,19 9,35 11,4 8,38 8,56	118,6 10,92 9,19 12,7 9,17 10,54
Длина трубы, м	5,49—6,71 8,23—9,14 11,58—13,72	5,49—6,71 8,23—9,14 11,58—13,72	5,49—6,71 8,28—9,14 11,58—13,72
Тип замка	NC-40 (4FH)	NC-26 (2 ^{3/8} 1F) - 31(2 ^{7/8} 1F) NC-26 (2 ^{3/8} 1F) - 46(4 1F) NC-50 (4 ^{1/2} 1F)	NC-46 (4 1F) NC-50 (4 ^{1/2} 1F) 5 ^{1/2} FH

Типы бурильных технологических труб

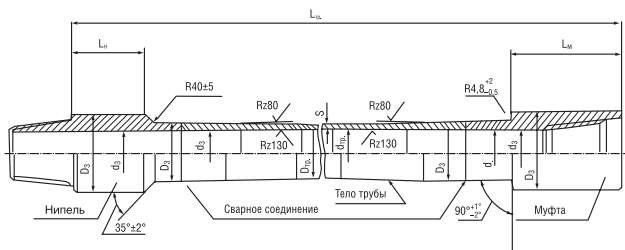
Условное обозначение	Группа прочности	Резьба замковая по ГОСТ 28487-90	Наружный диаметр замка, D _{0,8}	Внутренний диаметр замка, D _{0,4}	Наружный диаметр трубы, D _{tp}	Толщина стенки, S	Внутренний диаметр трубы, d _{tp}	Наружный диаметр трубы под элеватор, D _{0,2}	Внутренний диаметр зоны сварного соединения, d _{св}	Длина муфты под ключ, l _{***}	Длина нипеля под ключ, l _{***}	Расчетная масса		Увеличение массы трубы за счет двух высадок, кг*	Приведенная масса трубы, l _{tp} = 9,3 м, кг/1 п.м.***	Длина трубы, м, L _{0,3}
												1 п.м. трубы, кг	замка, кг			
60Т-86-48 60ТР-86-48	ДЕ	3-73	85,7	47,5	60,3	5,0	50,3	65,1	47,5	161,0 161,0	125,0 145,0	6,8	9,77 11,71	1,18	7,33 7,66	10,0
73Т-95-58																
73Т-98-59 73ТР-98-59	ДЕ	3-86	98,4	59,2	73,0	5,5	62,0	78,6	59,2	151,0 161,0	125,0 145,0	9,19	12,04 13,18	2,42	10,27 10,39	
73Т-98-57 73ТР-98-57																
73Т-105-57 73ТР-105-57	ДЕП	3-86	104,6	57,2	73,0	6,5	60,0	78,6	57,2	151,0 161,0	125,0 145,0	10,65	12,47 13,61	0,82	11,62 11,71	
89Т-121-73 89ТР-121-73																
102Т-133-86 102ТР-133-86	ДЕП	3-108	133,4	85,8	101,6	6,5	88,6	108,1	85,8	151,0 161,0	125,0 145,0	15,2	19,79 21,71	5,98	17,22 17,42	

Примечания:

*Массы одного комплекта замка и двух высадок даны после механической обработки сварного соединения.

**Длина резьбы нипеля уменьшена на 20 мм.

***Размеры для справок.



Наименование показателя	Для труб гр.пр. Д, Е (сталь 40ХН)	Для труб гр.пр. Д, Е, Л (сталь 40ХМФА)
Временное сопротивление разрыву σ_B , Н/мм ² , (кгс/мм ²), не менее	931 (95)	981 (100)
Предел текучести σ_T , Н/мм ² (кгс/мм ²), не менее	813 (83)	832 (85)
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	12	13
Ударная вязкость, кДж/м ² (кгс м/см ²):		
KCV, не менее	—	589 (6)
KCU, не менее	686(7)	883 (9)
Твердость по Бринеллю, НВ	285...340	285...355

Характеристика легкосплавных бурильных труб (ЛБТ)

Параметры	Наружный диаметр трубы, мм										
	73	90	114	129			147				
	Толщина стенки тела трубы, мм										
	9	9	10	9	11	9	11	13	15	17	
Площадь сечения, см²:											
тела трубы	18,1	22,5	32,6	33,9	40,8	39,0	47,0	54,7	62,1	69,5	
канала в теле трубы	23,7	42,7	69,4	96,6	90,0	130,6	122,7	114,9	107,4	100,2	
Растягивающая нагрузка, кН:											
допустимая	500	650	1170	1210	1460	1070	1290	1500	1710	1910	
предельная	600	750	1500	1600	1920	1390	1680	1950	2170	2430	
Внутреннее давление, Мпа:											
допустимое	54,2	43	38,5	30,7	37,5	27	33	39	45	50,9	
предельное	70,5	60	51,5	41,5	50,5	36,5	44,5	52	59,3	66,5	
Внешнее допустимое давление, Мпа	47	50	30	20,5	29,5	14	24	32	38	42	
Крутящий момент, Н*м:											
допустимый	7100	12500	21500	26480	30500	34900	40900	46350	51340	55800	
предельный	8450	14900	25550	31100	36250	41500	48650	55150	61000	66350	

Дополнительные характеристики наиболее распространенных легкосплавных труб

Показатель	73 х 9	147 х 11	147 х 17
Наружный диаметр трубы, мм	73	147	147
Толщина стенки, мм	9	11	17
Концевое утолщение в месте посадки на клинья, мм	16	17	24
Длина концевого утолщения, мм	200	1300	1300
Тип замка по ТУ 39-0147016-46-93	ЗЛ-90	ЗЛ-172	ЗЛ-172
Замковая резьба	3-76	3-147	3-147
Внутренний диаметр тела, мм	55	125	113
Длина замка, мм	431	465	465
Масса 1 м трубы (в сборе с замком), кг	6,4	16,5	22,5
Длина трубы (в сборе с замком), м	9,3	12,4	12,4

Геометрические размеры ЛБТ повышенной надежности

Показатели	ЛБТ 103х9	ЛБТ 147х11	ЛБТ 147х13	ЛБТ 147х15	ЛБТ 131х13	ЛБТ 164х9	ЛБТ 168х11	ЛУБТ 150х25
Тип высадки	Внутренняя		Наружная					
1	2	3	4	5	6	7	8	Нет
Длина трубы (L), мм	12400*	12400*	12400*	12400*	9000	9000	9000	9000
Толщина стенки, мм								
основного тела (G)	9	11	13	15	13	9	11	25
утолщенных законцовок (H)	16	17	17	17	21	20	20	—
Длина утолщенных законцовок, мм								
со стороны муфты (T)	1300	1300	1300	1300	1400	1400	1400	—
со стороны ниппеля (J)	250	250	250	250	1400	250	250	—
Номинальные диаметры, мм								
наружный по телу (A)	103	147	147	147	131	164	168	150
внутренний по телу (B)	85	125	121	117	105	146	146	100
наружный по законцовкам	103	147	147	147	147	186	186	—
внутренний по законцовкам (E)	71	113	113	113	105	146	146	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Размеры бурильного замка, мм								
наружный диаметр (С)	120	172,178	172,178	172,178	172,178	203	203	172,178
внутренний диаметр (D)	70	105,110	105,110	105,110	105	146	146	105
длина муфты (K)	285	320	320	320	320	320	320	320
длина ниппеля (M)	285	320	320	320	320	320	320	320
Размер в месте захвата элеватором (V), мм	103	147	147	147	147	186	186	147
Вес трубы с замком в воздухе, кг	105	230	270	287	188	170	210	310
Тип бурильного замка	ЗУК-120	ЗЛК-178 ЗЛК-172	ЗЛК-178 ЗЛК-172	ЗЛК-178 ЗЛК-172	ЗЛК-178 ЗЛК-172	ЗЛК-203	ЗЛК-203	ЗЛК-178 ЗЛК-172
Тип замковой резьбы	3-102	3-147	3-147	3-147	3-147 или 3-133	3-171	3-171	3-147

*Возможно изготовление труб длиной 9000 мм.

Прочностные свойства ЛБТ повышенной надежности

Тип бурильных труб	Марка сплава	Параметры					
		Растягивающая нагрузка, кН		Крутящий момент, кНм		Максимальное наружное давление, МПа	Максимальное внутреннее давление, МПа
		допустимая	предельная	допустимая	предельная		
ЛБТ147х11	Д16Т	1290	1460	40,9	48,7	24,0	33,0
	1953Т1	1560	2030	49,0	59,0	36,0	49,5
ЛБТ147х13	Д16Т	1500	1950	46,4	55,2	32,0	39,0
	1953Т1	1800	2340	55,6	66,2	48,0	58,5
ЛБТ147х15	Д16Т	1730	2030	52,3	61,5	39,0	43,0
	1953Т1	2076	2436	62,8	73,8	58,5	64,5
ЛБТ131х13	Д16Т	1493	1750	51,0	61,0	34,0	38,0
	1953Т1	2090	2450	72,0	85,0	35,0	53,0
ЛБТ164х9	Д16Т	1358	1607	44,0	52,0	22,0	29,0
	1953Т1	1900	2250	61,0	72,0	26,0	40,0
ЛБТ168х11	Д16Т	1679	1964	56,0	66,0	26,0	35,0
	1953Т1	2350	2750	78,0	92,0	33,0	49,0
ЛУБТ150х25	Д16Т	1717	2013	58,7	70,2	39,0	43,0
	1953Т1	2061	2416	78,0	93,0	58,8	60,2
ЛБТ103х9	Д16Т	720	870	15,8	18,8	29,0	38,0
	1953Т1	870	1050	19,0	22,5	43,0	57,0

Маркировка отечественных бурильных труб

Содержание маркировки	Маркировка труб по ГОСТ 631-75	
	клеймением	краской
Номер трубы	+	—
Группа прочности	+	+
Толщина стенки, мм	+	+
Товарный знак предприятия-изготовителя	+	—
Месяц и год выпуска	+	—
Условный диаметр трубы, мм	—	+
Точность изготовления	—	+
Длина трубы, см	—	+

Обозначение прочности материала бурильных труб по стандартам API

Обозначение технических условий API	Группа прочности	Обозначение в маркировке
API Spec 5D	E-75	E
	X-95	X
	G-105	G
	S-135	S

Сокращенные обозначения (символы) зарубежных заводов-изготовителей замков бурильных труб

Символ	Завод-изготовитель	Страна
A	«Армко»	США
D	«Далмайн С. П. А.»	Италия
H	«Кавасаки стал»	Япония
I	«Ниппон стал корпорейшн»	Япония
K	«Ниппон Кокан Кабусики»	Япония
M	«Маннесманн рорен верке»	ФРГ
V	«Валлурек»	Франция
J	«Янгтаун»	США

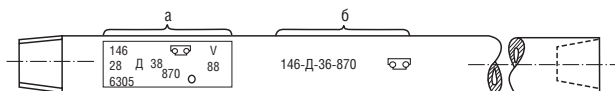
Зависимость между номинальной массой бурильных труб и толщиной стенки*

Диаметр трубы, дюйм (мм)							
2 ³ / ₈	2 ⁷ / ₈	3 ¹ / ₂	4	4 ¹ / ₂	5	5 ¹ / ₂	6 ³ / ₈
(60,3)	(73,0)	(88,9)	(101,6)	(114,6)	(127)	(139,7)	(168,3)
6,65 / 7,11	10,40 / 9,19	9,50 / 6,45	14,00 / 8,38	13,75 / 6,88	16,25 / 7,52	21,90 / 9,17	25,20 / 8,38
—	—	13,30 / 9,35	—	16,60 / 8,56	19,50 / 9,19	2,70 / 10,54	—
—	—	15,50 / 11,40	—	20,00 / 10,92	2,60 / 12,70	—	—

*В числителе приведена номинальная масса (фунтов на фут), в знаменателе - толщина стенки (мм).

Образцы маркировки отечественных бурильных труб

Таганрогский металлургический завод
УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ



а) Маркировка труб клеймением:

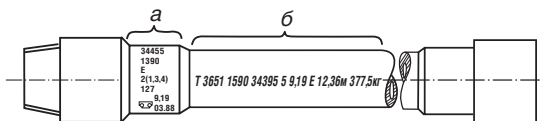
- 146** — условный диаметр трубы, мм;
- 870** — длина трубы, см;
- 28** — номер трубы;
- Т** — товарный знак завода;
- 6305** — номер плавки;
- о** — клеймо ОТК (*или н, или Д);
- Д** — группа прочности;
- V** — месяц изготовления;
- 88** — год изготовления;
- 36** — номинальная толщина стенки, мм

б) Маркировка труб краской:

- 146** — условный диаметр трубы, мм;
- 36** — толщина стенки, мм;
- Д** — группа прочности;
- 870** — длина трубы, см;
- Т** — товарный знак завода

Примечание: Трубы дополнительно маркируются краской: наносятся цветные пояски шириной 150—200 мм, обозначающие группы прочности К (голубой) и группу прочности Д (белый).

Таганрогский металлургический завод
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ



а) Маркировка труб клеймением:

- 34395** — номер трубы;
- 9,19** — толщина стенки, мм;
- 1590** — номер плавки;
- Т** — товарный знак завода;
- Е** — группа прочности;
- 03.88** — месяц и год изготовления;
- 2** — номер бригады (или 1, 3, 4);
- 127** — условный диаметр трубы, мм

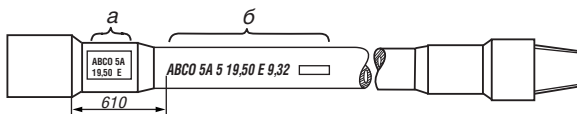
б) Маркировка труб краской:

- Т** — товарный знак завода;
- 9,19** — толщина стенки, мм; 3651 — номер партии;
- Е** — группа прочности;
- 1590** — номер плавки;
- 12,36** — длина трубы, м;
- 34395** — номер трубы;
- 377,5** — масса трубы с замками, кг;
- 5** — условный диаметр трубы, дюйм.

Примечание: Маркировка клеймением наносится по окружности на поверхность зоны сварного соединения каждого ниппеля замка.

Образцы маркировки импортных буровых труб

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ПО API Spec 5D



а) Маркировка труб клеймением:

- ABCO** — товарный или фирменный знак;
- E** — марка стали;
- 5A** — индекс технических условий API;
- 19,50** — масса 1 фута трубы, фунт, или толщина стенки, мм.

б) Маркировка труб краской:

- ABCO** — товарный или фирменный знак;
- E** — группа прочности;
- 5A** — индекс технических условий API;
- 9,32** — длина трубы, м или фут;
- 5** — наружный диаметр, дюйм или мм;
- дополнительные данные (масса, номер партии, номер трубы);
- 19,50** — масса 1 фута трубы, фунт, или толщина стенки, мм.

Раздел 7

Промывка скважин

Глинопоршки для приготовления промывочных жидкостей

Основные показатели	Марка глинопоршка		
	ПБМА	ПБМБ	ПБМВ
Выход глинистого раствора вязкостью 20 МПа с (м³/т), не менее	20,0	16,0	12,0
Массовая доля влаги (%), не более	10	10	10
Ситовой анализ: остаток на ситах, не более:			
№ сита 05 (%)	отсут.	отсут.	отсут.
№ сита 0071(%)	5,0	5,0	5,0

В обозначении марок глинопоршков буквы означают:

ПБ — порошок бентонитовый.

ПП — порошок палыгорскитовый.

М — модифицирующие добавки.

А, Б, В,

Г, Д, Н — деление на группы по выходу раствора.

Расчет расхода глинопоршка на приготовление 1 м³ глинистого раствора:

$$Q = \frac{\rho_r \times (\rho_p - \rho_v)}{\rho_r - \rho_v},$$

где:

Q — количество глинопоршка на приготовление 1 м³ глинистого раствора, т;

ρ_r — плотность глинопоршка, г/см³;

ρ_p — плотность приготавливаемого глинистого раствора, г/см³;

ρ_v — плотность воды, г/см³.

Упрощенная формула для практических расчетов расхода глинопорошка для приготовления 1 м³ раствора:

$$Q = \frac{2700 \times (\rho_p - 1)}{(2,7 - \rho_p) \times (100 - m)},$$

где:

- ρ_p — плотность приготавливаемого глинистого раствора, г/см³;
 $2,7$ — плотность сухого глинопорошка, г/см³;
 m — влажность глинопорошка, %.

Расчет необходимой массы утяжелителя для доутяжеления промывочной жидкости:

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

где:

- M — необходимая масса утяжелителя, т;
 V — утяжеляемый объем промывочной жидкости, м³;
 ρ_{yt} — плотность утяжелителя, г/см³;
 n — влажность утяжелителя, доли единицы;
 ρ_1, ρ_2 — плотность промывочной жидкости до утяжеления и после него, г/см³

Утяжелители, применяемые в бурении

Материал	Плотность, г/см ³	Материал	Плотность, г/см ³
Барит кировабадский	4,5	Магнетитовые пески	4,9—5,2
Барит беловский	4,5	Пиритовые огарки	3,6—3,8
Барит кутаисский	4,5	Карбонат кальция	2,7
Барит константиновский и ильский : 1 сорт 2 сорт 3 сорт	4,25 4,15 4,05	Сульфат стронция	3,75
Барит качканарский ЖРК-1	4,6—5	Аморфный кремний	2,6
Барит качканарский ЖРК-2	3,2—3,6	Сидеритовая руда	3,5
Барит гурьевский КБ-5	4,2	Мергель	2,65
Гематит	5,19—5,60	Ильменит	4,79
Серый колчедан	4,9—5,2	Галенит	7,4—7,6

Расход глинопорошка для приготовления 1 м³ бурового раствора на пресной воде плотностью 1,0 г/см³

Плотность исходной глины (глинопорошка), г/см ³	Плотность приготавливаемого глинистого раствора, г/см ³								
	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
	Норма расхода глинопорошка, т/м ³								
1,8	0,090	0,135	0,180	0,225	0,270	0,315	0,360	0,405	0,450
1,9	0,084	0,127	0,169	0,211	0,253	0,296	0,338	0,380	0,422
2,0	0,080	0,120	0,160	0,200	0,240	0,280	0,320	0,360	0,400
2,1	0,076	0,115	0,153	0,191	0,229	0,267	0,306	0,344	0,382
2,2	0,073	0,110	0,147	0,183	0,220	0,257	0,293	0,330	0,367
2,3	0,071	0,106	0,142	0,177	0,212	0,248	0,283	0,319	0,354
2,4	0,069	0,103	0,137	0,171	0,206	0,240	0,274	0,309	0,343
2,5	0,067	0,100	0,133	0,167	0,200	0,233	0,267	0,300	0,333
2,6	0,065	0,098	0,130	0,163	0,195	0,288	0,260	0,293	0,325
2,7	0,064	0,095	0,127	0,159	0,191	0,222	0,254	0,285	0,318
2,8	0,062	0,093	1,124	0,156	0,187	0,218	0,249	0,280	0,311

Примечание: Для получения бурового раствора плотностью более 1,2 г/см³ необходимо утяжеление бурового раствора.

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,42 г/см³ и влажностью 5% для доутяжеления 1 м³ бурового раствора до необходимой плотности

Исходная плотность, г/см ³	Необходимая плотность, г/см ³												
	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1,04	81,9	110,0	138,7	167,7	197,3	227,4	257,9	289,0	320,6	352,7	385,4	418,6	
1,06	54,6	82,5	110,9	139,8	169,1	198,9	229,2	260,1	291,4	323,3	355,7	388,7	
1,08	27,3	55,0	83,2	111,8	140,9	170,5	200,6	231,2	262,3	293,9	326,1	358,8	
1,10	—	27,5	55,5	83,9	112,7	142,1	171,9	202,3	233,1	264,5	296,4	328,9	
1,12	—	—	27,7	55,9	84,6	113,7	143,3	173,4	204,0	235,1	266,8	299,0	
1,14	—	—	—	28,0	56,4	85,3	114,6	144,5	174,8	205,7	237,1	269,1	
1,16	—	—	—	—	28,2	56,8	86,0	115,6	145,7	176,3	207,5	239,2	
1,18	—	—	—	—	—	28,4	57,3	86,7	116,6	147,0	177,9	209,3	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	—	—	—	—	—	—	28,7	57,8	87,4	117,6	148,2	179,4
1,22	—	—	—	—	—	—	—	28,9	58,3	88,2	118,6	149,5
1,24	—	—	—	—	—	—	—	—	29,1	58,8	88,9	119,6
1,26	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29,4	59,3	89,7
1,28	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29,6	59,8
1,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29,9
1,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,36	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,42 г/см³ и влажностью 5% для доутяжеления 1 м³ бурового раствора до необходимой плотности

Исходная плотность, г/см ³	Необходимая плотность, г/см ³													
	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1,04	452,4	486,9	521,9	557,6	593,9	630,9	668,6	707,0	746,1	785,9	826,6	868,0		
1,06	422,3	456,5	491,2	526,6	562,7	599,4	636,8	674,9	713,7	753,2	793,5	834,6		
1,08	392,1	426,0	460,5	495,7	531,4	567,8	604,9	642,7	681,2	720,5	760,4	801,2		
1,10	362,0	395,6	429,8	464,7	500,2	536,3	573,1	610,6	648,8	687,7	727,4	767,8		
1,12	331,8	365,2	399,1	433,7	468,9	504,7	541,3	578,4	616,3	655,0	694,3	734,4		
1,14	301,6	334,7	368,4	402,7	437,6	473,2	509,4	546,3	583,9	622,2	661,3	701,1		
1,16	271,5	304,3	337,7	371,7	406,4	441,7	477,6	514,2	551,5	589,5	628,2	667,7		
1,18	241,3	273,9	307,0	340,8	375,1	410,1	445,7	482,0	519,0	556,7	595,1	634,3		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	211,1	243,4	276,3	309,8	343,9	378,6	413,9	449,9	486,6	524,0	562,1	600,9
1,22	181,0	213,0	245,6	278,8	312,6	347,0	382,1	417,8	454,1	491,2	529,0	567,5
1,24	150,8	182,6	214,9	247,8	281,3	315,5	350,2	385,6	421,7	458,5	495,9	534,1
1,26	120,7	152,2	184,2	216,8	250,1	283,9	318,4	353,5	389,3	425,7	462,9	500,8
1,28	90,5	121,7	153,5	185,9	218,8	252,4	286,5	321,4	356,8	393,0	429,8	467,4
1,30	60,3	91,3	122,8	154,9	187,6	220,8	254,7	289,2	324,4	360,2	396,8	434,0
1,32	30,2	60,9	92,1	123,9	156,3	189,3	222,9	257,1	292,0	327,5	363,7	400,6
1,34	—	30,4	61,4	92,9	125,0	157,7	191,0	225,0	259,5	294,7	330,6	367,2
1,36	—	—	30,7	62,0	93,8	126,2	159,2	192,8	227,1	262,0	297,6	333,8
1,38	—	—	—	31,0	62,5	94,6	127,4	160,7	194,6	229,2	264,5	300,5

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,42 г/см³ и влажностью 5% для доутяжеления 1 м³ бурового раствора до необходимой плотности

Исходная плотность, г/см ³	Необходимая плотность, г/см ³											
	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76	1,78	1,8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,04	910,2	953,2	997,2	1042,0	1087,7	1134,3	1182,0	1230,6	1280,3	1331,0	1382,8	1435,8
1,06	876,5	919,2	962,8	1007,2	1052,6	1098,9	1146,1	1194,4	1243,7	1294,0	1345,4	1398,0
1,08	842,8	885,2	928,4	972,5	1017,5	1063,4	1110,3	1158,2	1207,1	1257,0	1308,1	1360,2
1,10	809,1	851,1	894,0	937,8	982,4	1028,0	1074,5	1122,0	1170,5	1220,1	1270,7	1322,4
1,12	775,3	817,1	859,6	903,0	947,3	992,5	1038,7	1085,8	1133,9	1183,1	1233,3	1284,7
1,14	741,6	783,0	825,2	868,3	912,2	957,1	1002,9	1049,6	1097,4	1146,1	1196,0	1246,9
1,16	707,9	749,0	790,8	833,6	877,2	921,6	967,1	1013,4	1060,8	1109,2	1158,6	1209,1
1,18	674,2	714,9	756,5	798,8	842,1	886,2	931,2	977,2	1024,2	1072,2	1121,2	1171,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	640,5	680,9	722,1	764,1	807,0	850,7	895,4	941,0	987,6	1035,2	1083,8	1133,5
1,22	606,8	646,8	687,7	729,4	771,9	815,3	859,6	904,8	951,0	998,2	1046,5	1095,7
1,24	573,1	612,8	653,3	694,6	736,8	779,9	823,8	868,7	914,5	961,3	1009,1	1058,0
1,26	539,4	578,8	618,9	659,9	701,7	744,4	788,0	832,5	877,9	924,3	971,7	1020,2
1,28	505,7	544,7	584,5	625,2	666,6	709,0	752,2	796,3	841,3	887,3	934,3	982,4
1,30	471,9	510,7	550,2	590,4	631,6	673,5	716,3	760,1	804,7	850,4	897,0	944,6
1,32	438,2	476,6	515,8	555,7	596,5	638,1	680,5	723,9	768,2	813,4	859,6	906,8
1,34	404,5	442,6	481,4	521,0	561,4	602,6	644,7	687,7	731,6	776,4	822,2	869,0
1,36	370,8	408,5	447,0	486,2	526,3	567,2	608,9	651,5	695,0	739,4	784,8	831,3
1,38	337,1	374,5	412,6	451,5	491,2	531,7	573,1	615,3	658,4	702,5	747,5	793,5

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,42 г/см³ и влажностью 5% для доутяжеления 1 м³ бурового раствора до необходимой плотности

Исходная плотность, г/см ³	Необходимая плотность, г/см ³											
	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00	2,02	2,04
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,04	1489,9	1545,3	1601,9	1659,9	1719,1	1779,8	1841,9	1905,5	1970,7	2037,4	2105,9	2176,0
1,06	1451,7	1506,7	1562,9	1620,3	1679,2	1739,4	1801,0	1864,1	1928,8	1995,0	2062,9	2132,5
1,08	1413,5	1468,0	1523,8	1580,8	1639,2	1698,9	1760,1	1822,7	1886,8	1952,6	2019,9	2089,0
1,10	1375,3	1429,4	1484,7	1541,3	1599,2	1658,5	1719,1	1781,3	1844,9	1910,1	1976,9	2045,5
1,12	1337,1	1390,8	1445,7	1501,8	1559,2	1618,0	1678,2	1739,8	1803,0	1867,7	1934,0	2002,0
1,14	1298,9	1352,1	1406,6	1462,3	1519,2	1577,6	1637,3	1698,4	1761,0	1825,2	1891,0	1958,4
1,16	1260,7	1313,5	1367,5	1422,7	1479,3	1537,1	1596,3	1657,0	1719,1	1782,8	1848,0	1914,9
1,18	1222,5	1274,9	1328,4	1383,2	1439,3	1496,7	1555,4	1615,6	1677,2	1740,3	1805,0	1871,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	1184,3	1236,3	1289,4	1343,7	1399,3	1456,2	1514,5	1574,1	1635,2	1697,9	1762,1	1827,9
1,22	1146,1	1197,6	1250,3	1304,2	1359,3	1415,8	1473,5	1532,7	1593,3	1655,4	1719,1	1784,4
1,24	1107,9	1159,0	1211,2	1264,7	1319,3	1375,3	1432,6	1491,3	1551,4	1613,0	1676,1	1740,8
1,26	1069,7	1120,4	1172,2	1225,1	1279,4	1334,9	1391,7	1449,9	1509,5	1570,5	1633,1	1697,3
1,28	1031,5	1081,7	1133,1	1185,6	1239,4	1294,4	1350,7	1408,4	1467,5	1528,1	1590,2	1653,8
1,30	993,3	1043,1	1094,0	1146,1	1199,4	1254,0	1309,8	1367,0	1425,6	1485,6	1547,2	1610,3
1,32	955,1	1004,5	1054,9	1106,6	1159,4	1213,5	1268,9	1325,6	1383,7	1443,2	1504,2	1566,8
1,34	916,9	965,8	1015,9	1067,1	1119,4	1173,1	1227,9	1284,2	1341,7	1400,7	1461,2	1523,2
1,36	878,7	927,2	976,8	1027,5	1079,5	1132,6	1187,0	1242,7	1299,8	1358,3	1418,2	1479,7
1,38	840,5	888,6	937,7	988,0	1039,5	1092,2	1146,1	1201,3	1257,9	1315,9	1375,3	1436,2

Необходимое количество барита (в кг) плотностью 4,42 г/см³ и влажностью 5% для доутяжеления 1 м³ бурового раствора до необходимой плотности

Исходная плотность, г/см ³	Необходимая плотность, г/см ³											
	2,06	2,08	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,04	2248,0	2321,8	2397,6	2475,4	2555,3	2637,4	2721,8	2808,5	2897,7	2989,5	3084,0	3181,3
1,06	2203,9	2277,2	2352,4	2429,6	2508,8	2590,3	2674,0	2760,1	2848,6	2939,7	3033,5	3130,0
1,08	2159,9	2232,5	2307,1	2383,7	2462,4	2543,2	2626,3	2711,7	2799,5	2889,9	2982,9	3078,7
1,10	2115,8	2187,9	2261,9	2337,9	2415,9	2496,1	2578,5	2663,2	2750,4	2840,0	2932,3	3027,4
1,12	2071,7	2143,2	2216,7	2292,0	2369,5	2449,0	2530,8	2614,8	2701,3	2790,2	2881,8	2976,1
1,14	2027,6	2098,6	2171,4	2246,2	2323,0	2401,9	2483,0	2566,4	2652,1	2740,4	2831,2	2924,8
1,16	1983,5	2053,9	2126,2	2200,4	2276,5	2354,8	2435,3	2518,0	2603,0	2690,6	2780,7	2873,5
1,18	1939,5	2009,3	2081,0	2154,5	2230,1	2307,7	2387,5	2469,5	2553,9	2640,7	2730,1	2822,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	1895,4	1964,6	2035,7	2108,7	2183,6	2260,6	2339,8	2421,1	2504,8	2590,9	2679,5	2770,8
1,22	1851,3	1920,0	1990,5	2062,8	2137,2	2213,5	2292,0	2372,7	2455,7	2541,1	2629,0	2719,5
1,24	1807,2	1875,3	1945,2	2017,0	2090,7	2166,4	2244,3	2324,3	2406,6	2491,3	2578,4	2668,2
1,26	1763,1	1830,7	1900,0	1971,2	2044,2	2119,3	2196,5	2275,8	2357,5	2441,4	2527,9	2616,9
1,28	1719,1	1786,0	1854,8	1925,3	1997,8	2072,2	2148,8	2227,4	2308,3	2391,6	2477,3	2565,6
1,30	1675,0	1741,4	1809,5	1879,5	1951,3	2025,1	2101,0	2179,0	2259,2	2341,8	2426,8	2514,3
1,32	1630,9	1696,7	1764,3	1833,6	1904,9	1978,0	2053,3	2130,6	2210,1	2292,0	2376,2	2463,0
1,34	1586,8	1652,1	1719,0	1787,8	1858,4	1930,9	2005,5	2082,2	2161,0	2242,1	2325,6	2411,7
1,36	1542,8	1607,4	1673,8	1742,0	1811,9	1883,9	1957,8	2033,7	2111,9	2192,3	2275,1	2360,3
1,38	1498,7	1562,8	1628,6	1696,1	1765,5	1836,8	1910,0	1985,3	2062,8	2142,5	2224,5	2309,0

Концентрация веществ в растворах различной плотности

(Плотность водных растворов солей при температуре 20°C)

Раствор хлористого натрия		Раствор хлористого кальция	
Плотность, кг/м ³	Содержание соли, кг/м ³	Плотность, кг/м ³	Содержание соли, кг/м ³
1005	10	1007	10
1012	20	1014	20,2
1026	41	1031	41
1041	62,5	1048	62
1055	84	1065	85
1070	107	1083	108
1086	130	1177	235
1101	140	1217	292
1109	150	1281	384
1116	160	1291	400
1124	170	1304	420
1140	217	1318	440
1156	243	1332	460
1164	256	1395	558
1180	284		
1197	311		
1200	318		

Необходимое количество воды (м³) для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины

Необходимая плотность, г/см³	Исходная плотность, г/см³												
	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1,04	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50	6,00	6,50	7,00	
1,06	0,67	1,00	1,33	1,67	2,00	2,33	2,67	3,00	3,33	3,67	4,00	4,33	
1,08	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00	
1,10	—	0,20	0,40	0,60	0,80	1,00	1,20	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20	
1,12	—	—	0,17	0,33	0,50	0,67	0,83	1,00	1,17	1,33	1,50	1,67	
1,14	—	—	—	0,14	0,29	0,43	0,57	0,71	0,86	1,00	1,14	1,29	
1,16	—	—	—	—	0,13	0,25	0,38	0,50	0,63	0,75	0,88	1,00	
1,18	—	—	—	—	—	0,111	0,22	0,33	0,44	0,56	0,67	0,78	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	—	—	—	—	—	—	0,100	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60
1,22	—	—	—	—	—	—	—	0,091	0,18	0,27	0,36	0,45
1,24	—	—	—	—	—	—	—	—	0,083	0,17	0,25	0,33
1,26	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,077	0,15	0,23
1,28	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,071	0,14
1,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,067
1,32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,36	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Необходимое количество воды (м³) для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины

Необходимая плотность, г/см³	Исходная плотность, г/см³													
	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44	1,46	1,48	1,50	1,52	1,54	1,56		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1,04	7,50	8,00	8,50	9,00	9,50	10,00	10,50	11,00	11,50	12,00	12,50	13,00		
1,06	4,67	5,00	5,33	5,67	6,00	6,33	6,67	7,00	7,33	7,67	8,00	8,33		
1,08	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00		
1,10	2,40	2,60	2,80	3,00	3,20	3,40	3,60	3,80	4,00	4,20	4,40	4,60		
1,12	1,83	2,00	2,17	2,33	2,50	2,67	2,83	3,00	3,17	3,33	3,50	3,67		
1,14	1,43	1,57	1,71	1,86	2,00	2,14	2,29	2,43	2,57	2,71	2,86	3,00		
1,16	1,13	1,25	1,38	1,50	1,63	1,75	1,88	2,00	2,13	2,25	2,38	2,50		
1,18	0,89	1,00	1,11	1,22	1,33	1,444	1,56	1,67	1,78	1,89	2,00	2,11		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80
1,22	0,55	0,64	0,73	0,82	0,91	1,00	1,09	1,182	1,27	1,36	1,45	1,55
1,24	0,42	0,50	0,58	0,67	0,75	0,83	0,92	1,00	1,083	1,17	1,25	1,33
1,26	0,31	0,38	0,46	0,54	0,62	0,69	0,77	0,85	0,92	1,00	1,08	1,15
1,28	0,21	0,29	0,36	0,43	0,50	0,57	0,64	0,71	0,79	0,86	0,929	1,00
1,30	0,13	0,20	0,27	0,33	0,40	0,47	0,53	0,60	0,67	0,73	0,80	0,867
1,32	0,06	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,44	0,50	0,56	0,63	0,69	0,75
1,34	0,0	0,06	0,12	0,18	0,24	0,29	0,35	0,41	0,47	0,53	0,59	0,65
1,36		0,0	0,06	0,11	0,17	0,22	0,28	0,33	0,39	0,44	0,50	0,56
1,38			0,0	0,05	0,11	0,16	0,21	0,26	0,32	0,37	0,42	0,47

Необходимое количество воды (м³) для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины

Необходимая плотность, г/см³	Исходная плотность, г/см³													
	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76	1,78	1,8		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1,04	13,50	14,00	14,50	15,00	15,50	16,0	16,50	17,0	17,5	18,00	18,50	19,00		
1,06	8,67	9,00	9,33	9,67	10,00	10,3	10,67	11,0	11,3	11,67	12,00	12,33		
1,08	6,25	6,50	6,75	7,00	7,25	7,50	7,75	8,00	8,25	8,50	8,75	9,00		
1,10	4,80	5,00	5,20	5,40	5,60	5,80	6,00	6,20	6,40	6,60	6,80	7,00		
1,12	3,83	4,00	4,17	4,33	4,50	4,67	4,83	5,00	5,17	5,33	5,50	5,67		
1,14	3,14	3,29	3,43	3,57	3,71	3,86	4,00	4,14	4,29	4,43	4,57	4,71		
1,16	2,63	2,75	2,88	3,00	3,13	3,25	3,38	3,50	3,63	3,75	3,88	4,00		
1,18	2,22	2,33	2,44	2,56	2,67	2,78	2,89	3,00	3,11	3,22	3,33	3,44		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	1,90	2,00	2,10	2,20	2,30	2,40	2,500	2,60	2,70	2,80	2,90	3,00
1,22	1,64	1,73	1,82	1,91	2,00	2,09	2,18	2,27	2,36	2,45	2,55	2,64
1,24	1,42	1,50	1,58	1,67	1,75	1,83	1,92	2,00	2,08	2,17	2,25	2,33
1,26	1,23	1,31	1,38	1,46	1,54	1,62	1,69	1,77	1,85	1,92	2,00	2,08
1,28	1,07	1,14	1,21	1,29	1,36	1,43	1,50	1,57	1,64	1,71	1,786	1,86
1,30	0,93	1,00	1,07	1,13	1,20	1,27	1,33	1,40	1,47	1,53	1,60	1,667
1,32	0,81	0,88	0,94	1,00	1,06	1,13	1,19	1,25	1,31	1,38	1,44	1,50
1,34	0,71	0,76	0,82	0,88	0,94	1,00	1,06	1,12	1,18	1,24	1,29	1,35
1,36	0,61	0,67	0,72	0,78	0,83	0,89	0,94	1,00	1,06	1,11	1,17	1,22
1,38	0,53	0,58	0,63	0,68	0,74	0,79	0,84	0,89	0,95	1,00	1,05	1,11

Необходимое количество воды (м³) для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины

Необходимая плотность, г/см³	Исходная плотность, г/см³											
	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00	2,02	12,04
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,04	19,50	20,00	20,50	21,00	21,50	22,0	22,50	23,0	23,5	24,00	24,50	25,00
1,06	12,67	13,00	13,33	13,67	14,00	14,3	14,67	15,0	15,3	15,67	16,00	16,33
1,08	9,25	9,50	9,75	10,00	10,25	10,5	10,75	11,0	11,2	11,50	11,75	12,00
1,10	7,20	7,40	7,60	7,80	8,00	8,20	8,40	8,60	8,80	9,00	9,20	9,40
1,12	5,83	6,00	6,17	6,33	6,50	6,67	6,83	7,00	7,17	7,33	7,50	7,67
1,14	4,86	5,00	5,14	5,29	5,43	5,57	5,71	5,86	6,00	6,14	6,29	6,43
1,16	4,13	4,25	4,38	4,50	4,63	4,75	4,88	5,00	5,13	5,25	5,38	5,50
1,18	3,56	3,67	3,78	3,89	4,00	4,11	4,22	4,33	4,44	4,56	4,67	4,78

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	3,10	3,20	3,30	3,40	3,50	3,60	3,70	3,80	3,90	4,00	4,10	4,20
1,22	2,73	2,82	2,91	3,00	3,09	3,18	3,27	3,36	3,45	3,55	3,64	3,73
1,24	2,42	2,50	2,58	2,67	2,75	2,83	2,92	3,00	3,08	3,17	3,25	3,33
1,26	2,15	2,23	2,31	2,38	2,46	2,54	2,62	2,69	2,77	2,85	2,92	3,00
1,28	1,93	2,00	2,07	2,14	2,21	2,29	2,36	2,43	2,50	2,57	2,643	2,71
1,30	1,73	1,80	1,87	1,93	2,00	2,07	2,13	2,20	2,27	2,33	2, 40	2,467
1,32	1,56	1,63	1,69	1,75	1,81	1,88	1,94	2,00	2,06	2,13	2,19	2,25
1,34	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,71	1,76	1,82	1,88	1,94	2,00	2,06
1,36	1,28	1,33	1,39	1,44	1,50	1,56	1,61	1,67	1,72	1,78	1,83	1,89
1,38	1,16	1,21	1,26	1,32	1,37	1,42	1,47	1,53	1,58	1,63	1,68	1,74

Необходимое количество воды (м³) для уменьшения плотности 1 м³ бурового раствора до необходимой величины

Исходная плотность, г/см³													
Необходимая плотность, г/см³	2,06	2,08	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	25,50	26,00	26,50	27,00	27,50	28,0	28,50	29,0	29,5	30,00	30,50	31,00	
1,04	16,67	17,00	17,33	17,67	18,00	18,3	18,67	19,0	19,3	19,67	20,00	20,33	
1,06	12,25	12,50	12,75	13,00	13,25	13,5	13,75	14,0	14,2	14,50	14,75	15,00	
1,08	9,60	9,80	10,00	10,20	10,40	10,6	10,80	11,0	11,2	11,40	11,60	11,80	
1,10	7,83	8,00	8,17	8,33	8,50	8,67	8,83	9,00	9,17	9,33	9,50	9,67	
1,12	6,57	6,71	6,86	7,00	7,14	7,29	7,43	7,57	7,71	7,86	8,00	8,14	
1,14	5,63	5,75	5,88	6,00	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,75	6,88	7,00	
1,16	4,89	5,00	5,11	5,22	5,33	5,44	5,56	5,67	5,78	5,89	6,00	6,11	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,20	4,30	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40
1,22	3,82	3,91	4,00	4,09	4,18	4,27	4,36	4,45	4,55	4,64	4,73	4,82
1,24	3,42	3,50	3,58	3,67	3,75	3,83	3,92	4,00	4,08	4,17	4,25	4,33
1,26	3,08	3,15	3,23	3,31	3,38	3,46	3,54	3,62	3,69	3,77	3,85	3,92
1,28	2,79	2,86	2,93	3,00	3,07	3,14	3,21	3,29	3,36	3,43	3,50	3,57
1,30	2,53	2,60	2,67	2,73	2,80	2,87	2,93	3,00	3,07	3,13	3,20	3,267
1,32	2,31	2,38	2,44	2,50	2,56	2,63	2,69	2,75	2,81	2,88	2,94	3,00
1,34	2,12	2,18	2,24	2,29	2,35	2,41	2,47	2,53	2,59	2,65	2,71	2,76
1,36	1,94	2,00	2,06	2,11	2,17	2,22	2,28	2,33	2,39	2,44	2,50	2,56
1,38	1,79	1,84	1,89	1,95	2,00	2,05	2,11	2,16	2,21	2,26	2,32	2,37

Параметры бурового раствора

1. Плотность ρ (г/см³) — отношение массы бурового раствора к его объему. Определяют с помощью рычажных весов (API), плотномера ВРП-1, ареометра АБР-1, весов фирмы «Бароид».

2. Условная вязкость T (сек, с) — характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора. Определяют с помощью полевого вискозиметра СВП-5, воронки Марша, реометра «Бароида».

3. Пластическая вязкость PV (сП) — характеризуется как сопротивление течению жидкости, вызываемым механическим трением. Определяют с помощью реторты Фэнна.

$$PV = D600 - D300.$$

Правило:

Вязкость бурового раствора не должна быть выше той, которая обеспечивает вынос шлама и поддерживает барит во взвешенном состоянии. Когда буровой раствор не выполняет эти функции, необходимо повышать YP , а не PV .

Причины, по которым PV увеличивается:

- выбуренная порода;
- твердая фаза, добавляемая в раствор;
- увеличение общей поверхности твердой фазы (более измельченный шлам).

Причины, по которым PV уменьшается:

- разбавление или замена бурового раствора;
- добавление нового, свежеприготовленного раствора без твердой фазы;
- механическая очистка;
- осаждение (отстойники, амбары);
- добавление флокулянтов (образуют из мелких частиц хлопья крупного размера).

4. Предельное динамическое напряжение сдвига YP (фунт/100 фут²) — является мерой электрохимических сил или сил притяжения в буровом растворе. Эти силы обусловлены отрицательными и положительными зарядами, расположенными на поверхности или вблизи частиц.

YP= D300 – PV.

Повышение показателя Y может быть вызвано следующими причинами:

- попадание в раствор растворимых примесей, таких, как соль, цемент и другие реагенты;
- размельчение глинистых частиц;
- поступление инертных частиц твердой фазы в буровой раствор;
- недостаточная или чрезмерная обработка химреагентами.

5. Статическое напряжение сдвига Θ_1 и Θ_{10} (мгс/см²) по API, прочность геля — Gel (фунт/100 фут²).

Значения прочности геля, полученные на вискозиметре Фэнна через 10 секунд и 10 минут, являются показателем степени тиксотропности бурового раствора. Если между начальным (через 10 секунд) и 10-минутным показаниями прибора широкий диапазон, следовательно, в растворе избыток твердой фазы.

6. Водоотдача (см³/30 мин).

В отечественной практике измерение статической водоотдачи производят при перепаде давления, равном 1 кгс/см², и нормальной температуре. Для ускорения процесса измеряют объем фильтрата через 7,5 мин. и полученную величину умножают на 2.

По стандарту API замер делается при дифференциальном давлении 100 psi или 6,9 кгс/см². При этом замера через 7,5 мин. при температуре окружающей среды не существует. Перед замерами раствор обязательно подогревают и усиленно перемешивают.

7. Концентрация водородных ионов (водородный показатель pH).

При pH > 7,0 жидкости — щелочные, при pH < 7,0 — кислые.

8. Содержание коллоидной фракции МБТ (кг/см³).

Для неутяжеленных растворов оптимальным является МБТ = 48—50. Глина является единственным загрязнителем бурового раствора, от которого нельзя избавиться химическим путем. Избыток глины удаляется механическим путем.

9. Содержание песка (общего и отмытого) П (%).

Песком считают содержание всех грубодисперсных частиц, находящихся в буровом растворе, независимо от их происхождения. Отмытым песком ОП — только содержание песчаных частиц, не способных распускаться в воде.

Потери давления в утяжеленных бурильных трубах УБТ 203 мм (100 м), кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность, г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	3,51	3,86	3,93	4,00	4,07	4,14	4,21
45,7	3,62	3,98	4,05	4,13	4,20	4,27	4,34
46,0	3,67	4,04	4,11	4,18	4,26	4,33	4,40
47,0	3,83	4,21	4,29	4,37	4,44	4,52	4,60
48,0	4,00	4,40	4,48	4,56	4,64	4,72	4,80
49,0	4,17	4,59	4,67	4,75	4,84	4,92	5,00
49,6	4,27	4,70	4,78	4,87	4,95	5,04	5,12
50,0	4,34	4,77	4,86	4,95	5,03	5,12	5,21
51,0	4,51	4,96	5,05	5,14	5,23	5,32	5,41
52,0	4,69	5,16	5,25	5,35	5,44	5,53	5,63
53,0	4,87	5,36	5,45	5,55	5,65	5,75	5,84
54,0	5,06	5,57	5,67	5,77	5,87	5,97	6,07
55,0	5,25	5,78	5,88	5,98	6,09	6,19	6,30
56,0	5,44	5,98	6,09	6,20	6,31	6,42	6,53
56,8	5,60	6,16	6,27	6,38	6,50	6,61	6,72
57,0	5,64	6,20	6,32	6,43	6,54	6,66	6,77
58,0	5,84	6,42	6,54	6,66	6,77	6,89	7,01
59,0	6,04	6,64	6,76	6,89	7,01	7,13	7,25
60,0	6,25	6,88	7,00	7,12	7,25	7,38	7,50

Потери давления в утяжеленных бурильных трубах УБТ 178 мм (100 м), кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
25,0	3,38	3,72	3,79	3,85	3,92	3,99	4,06
26,0	3,58	3,94	4,01	4,08	4,15	4,22	4,30
27,0	3,86	4,25	4,32	4,40	4,48	4,55	4,63
28,0	4,15	4,56	4,65	4,73	4,81	4,90	4,98
29,0	4,45	4,89	4,98	5,07	5,16	5,25	5,34
30,0	4,77	5,25	5,34	5,44	5,53	5,63	5,72
31,0	5,09	5,60	5,70	5,80	5,90	6,01	6,11
32,0	5,42	5,96	6,07	6,18	6,29	6,40	6,50
32,2	5,49	6,04	6,15	6,26	6,37	6,48	6,59
32,4	5,56	6,12	6,23	6,34	6,45	6,56	6,67
33,0	5,77	6,35	6,46	6,58	6,69	6,81	6,92
34,0	6,12	6,73	6,85	6,98	7,10	7,22	7,34
35,0	6,49	7,14	7,27	7,40	7,53	7,66	7,79
35,4	6,64	7,30	7,44	7,57	7,70	7,84	7,97
36,0	6,86	7,55	7,68	7,82	7,96	8,09	8,23
36,3	6,98	7,68	7,82	7,96	8,10	8,24	8,38
37,0	7,25	7,97	8,12	8,26	8,41	8,55	8,70
38,0	7,65	8,41	8,57	8,72	8,87	9,03	9,18
39,0	8,05	8,85	9,02	9,18	9,34	9,50	9,66
40,0	8,47	9,32	9,49	9,66	9,83	9,99	10,16
41,0	8,90	9,79	9,97	10,15	10,32	10,50	10,68
42,0	9,34	10,27	10,46	10,65	10,83	11,02	11,21
43,0	9,79	10,77	10,96	11,16	11,36	11,55	11,75
44,0	10,30	11,33	11,54	11,74	11,95	12,15	12,36
45,0	10,70	11,77	11,98	12,20	12,41	12,63	12,84
46,0	11,20	12,32	12,54	12,77	12,99	13,22	13,44
47,0	11,70	12,87	13,10	13,34	13,57	13,81	14,04
48,0	12,20	13,42	13,66	13,91	14,15	14,40	14,64
49,0	12,70	13,97	14,22	14,48	14,73	14,99	15,24
50,0	13,20	14,52	14,78	15,05	15,31	15,58	15,84

Потери давления в бурильных трубах СБТ 127 мм (1000 м), кг/см²

Производи- тельность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	22,80	25,08	25,54	25,99	26,45	26,90	27,36
45,7	23,57	25,93	26,40	26,87	27,34	27,81	28,28
46,0	23,90	26,29	26,77	27,25	27,72	28,20	28,68
47,0	24,90	27,39	27,89	28,39	28,88	29,38	29,88
48,0	26,00	28,60	29,12	29,64	30,16	30,68	31,20
49,0	27,10	29,81	30,35	30,89	31,44	31,98	32,52
49,6	27,76	30,54	31,09	31,65	32,20	32,76	33,31
50,0	28,20	31,02	31,58	32,15	32,71	33,28	33,84
51,0	29,30	32,23	32,82	33,40	33,99	34,57	35,16
52,0	30,50	33,55	34,16	34,77	35,38	35,99	36,60
53,0	31,70	34,87	35,50	36,14	36,77	37,41	38,04
54,0	32,90	36,19	36,85	37,51	38,16	38,82	39,48
55,0	34,10	37,51	38,19	38,87	39,56	40,24	40,92
56,0	35,40	38,94	39,65	40,36	41,06	41,77	42,48
56,8	36,36	40,00	40,72	41,45	42,18	42,90	43,63
57,0	36,60	40,26	40,99	41,72	42,46	43,19	43,92
58,0	37,90	41,69	42,45	43,21	43,96	44,72	45,48
59,0	39,30	43,23	44,02	44,80	45,59	46,37	47,16
60,0	40,60	44,66	45,47	46,28	47,10	47,91	48,72

Потери давления в бурильных трубах ЛБТ 147 мм (1000 м), кг/см²

Производи- тельность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	12,00	13,20	13,44	13,68	13,92	14,16	14,40
45,7	12,35	13,58	13,83	14,08	14,33	14,57	14,82
46,0	12,50	13,75	14,00	14,25	14,50	14,75	15,00
47,0	13,10	14,41	14,67	14,93	15,20	15,46	15,72
48,0	13,60	14,96	15,23	15,50	15,78	16,05	16,32
49,0	14,20	15,62	15,90	16,19	16,47	16,76	17,04
49,6	14,56	16,02	16,31	16,60	16,89	17,18	17,47
50,0	14,80	16,28	16,58	16,87	17,17	17,46	17,76
51,0	15,40	16,94	17,25	17,56	17,86	18,17	18,48
52,0	16,00	17,60	17,92	18,24	18,56	18,88	19,20
53,0	16,60	18,26	18,59	18,92	19,26	19,59	19,92
54,0	17,30	19,03	19,38	19,72	20,07	20,41	20,76
55,0	17,90	19,69	20,05	20,41	20,76	21,12	21,48
56,0	18,60	20,46	20,83	21,20	21,58	21,95	22,32
56,8	19,01	20,91	21,29	21,67	22,05	22,43	22,81
57,0	19,20	21,12	21,50	21,89	22,27	22,66	23,04
58,0	19,90	21,89	22,29	22,69	23,08	23,48	23,88
59,0	20,60	22,66	23,07	23,48	23,90	24,31	24,72
60,0	21,30	23,43	23,86	24,28	24,71	25,13	25,57

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ 203 мм (100 м) при диаметре ствола скважины 295,3 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	0,26	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31
45,7	0,27	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32
46,0	0,27	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32
47,0	0,28	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34
48,0	0,29	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35
49,0	0,30	0,33	0,34	0,34	0,35	0,35	0,36
49,6	0,31	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,37
50,0	0,31	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,37
51,0	0,32	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,38
52,0	0,33	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40
53,0	0,35	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42
54,0	0,37	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44	0,44
55,0	0,38	0,42	0,43	0,43	0,44	0,45	0,46
56,0	0,40	0,44	0,45	0,46	0,46	0,47	0,48
56,8	0,41	0,45	0,46	0,47	0,48	0,48	0,49
57,0	0,41	0,45	0,46	0,47	0,48	0,48	0,49
58,0	0,42	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,50
59,0	0,44	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53
60,0	0,45	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ 203 мм (100 м) при диаметре ствола скважины 244,5 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	3,29	3,62	3,68	3,75	3,82	3,88	3,95
45,7	3,39	3,73	3,80	3,86	3,93	4,00	4,07
46,0	3,43	3,77	3,84	3,91	3,98	4,05	4,12
47,0	3,58	3,94	4,01	4,08	4,15	4,22	4,30
48,0	3,74	4,11	4,19	4,26	4,34	4,41	4,49
49,0	3,90	4,29	4,37	4,45	4,52	4,60	4,68
49,6	4,00	4,40	4,48	4,56	4,64	4,72	4,80
50,0	4,06	4,47	4,55	4,63	4,71	4,79	4,87

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ 178 мм (100 м) при диаметре ствола скважины 215,9 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
1	2	3	4	5	6	7	8
25,0	1,94	2,13	2,17	2,21	2,25	2,29	2,33
26,0	2,08	2,29	2,33	2,37	2,41	2,45	2,50
27,0	2,22	2,44	2,49	2,53	2,58	2,62	2,66
28,0	2,37	2,61	2,65	2,70	2,75	2,80	2,84
29,0	2,53	2,78	2,83	2,88	2,93	2,99	3,04

1	2	3	4	5	6	7	8
30,0	2,69	2,96	3,01	3,07	3,12	3,17	3,23
31,0	2,85	3,13	3,19	3,25	3,31	3,36	3,42
32,0	3,01	3,31	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61
32,2	3,04	3,34	3,40	3,47	3,53	3,59	3,65
32,4	3,07	3,38	3,44	3,50	3,56	3,62	3,68
33,0	3,17	3,49	3,55	3,61	3,68	3,74	3,80
34,0	3,33	3,66	3,73	3,80	3,86	3,93	4,00
35,0	3,53	3,88	3,95	4,02	4,09	4,17	4,24
35,4	3,61	3,97	4,04	4,12	4,19	4,26	4,33
36,0	3,73	4,10	4,18	4,25	4,33	4,40	4,48
36,3	3,79	4,17	4,24	4,32	4,40	4,47	4,55
37,0	3,94	4,33	4,41	4,49	4,57	4,65	4,73
38,0	4,16	4,58	4,66	4,74	4,83	4,91	4,99
39,0	4,38	4,82	4,91	4,99	5,08	5,17	5,26
40,0	4,61	5,07	5,16	5,26	5,35	5,44	5,53
41,0	4,84	5,32	5,42	5,52	5,61	5,71	5,81
42,0	5,08	5,59	5,69	5,79	5,89	5,99	6,10
43,0	5,33	5,86	5,97	6,08	6,18	6,29	6,40
44,0	5,58	6,14	6,25	6,36	6,47	6,58	6,70
45,0	5,83	6,41	6,53	6,65	6,76	6,88	7,00
46,0	6,08	6,69	6,81	6,93	7,05	7,17	7,30
47,0	6,33	6,96	7,09	7,22	7,34	7,47	7,60
48,0	6,58	7,24	7,37	7,50	7,63	7,76	7,90
49,0	6,83	7,51	7,65	7,79	7,92	8,06	8,20
50,0	7,08	7,79	7,93	8,07	8,21	8,35	8,50

Потери давления в кольцевом пространстве за СБТ 127 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 295,3 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	0,75	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,90
45,7	0,75	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,90
46,0	0,75	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,90
47,0	0,75	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,90
48,0	0,76	0,84	0,85	0,87	0,88	0,90	0,91
49,0	0,78	0,86	0,87	0,89	0,90	0,92	0,94
49,6	0,80	0,88	0,90	0,91	0,93	0,94	0,96
50,0	0,81	0,89	0,91	0,92	0,94	0,96	0,97
51,0	0,83	0,91	0,93	0,95	0,96	0,98	1,00
52,0	0,86	0,95	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03
53,0	0,89	0,98	1,00	1,01	1,03	1,05	1,07
54,0	0,92	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,10
55,0	0,95	1,05	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14
56,0	0,98	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18
56,8	1,00	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
57,0	1,01	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21
58,0	1,04	1,14	1,16	1,19	1,21	1,23	1,25
59,0	1,07	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28
60,0	1,11	1,22	1,24	1,27	1,29	1,31	1,33

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ 147 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 295,3 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	0,83	0,91	0,93	0,95	0,96	0,98	1,00
45,7	0,84	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01
46,0	0,85	0,93	0,95	0,97	0,99	1,00	1,02
47,0	0,88	0,97	0,99	1,00	1,02	1,04	1,06
48,0	0,92	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,10
49,0	0,95	1,05	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14
49,6	0,97	1,07	1,09	1,11	1,13	1,14	1,16
50,0	0,99	1,09	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19
51,0	1,03	1,13	1,15	1,17	1,19	1,22	1,24
52,0	1,06	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25	1,27
53,0	1,10	1,21	1,23	1,25	1,28	1,30	1,32
54,0	1,15	1,26	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38
55,0	1,18	1,30	1,32	1,35	1,37	1,39	1,42
56,0	1,21	1,33	1,36	1,38	1,40	1,43	1,45
56,8	1,24	1,36	1,39	1,41	1,44	1,46	1,49
57,0	1,25	1,38	1,40	1,42	1,45	1,48	1,50
58,0	1,29	1,42	1,44	1,47	1,50	1,52	1,55
59,0	1,33	1,46	1,49	1,52	1,54	1,57	1,60
60,0	1,38	1,52	1,55	1,57	1,60	1,63	1,66

Потери давления в кольцевом пространстве за СБТ 127 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 244,5 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	2,35	2,58	2,63	2,68	2,73	2,77	2,82
45,7	2,42	2,66	2,71	2,76	2,81	2,86	2,90
46,0	2,45	2,69	2,74	2,79	2,84	2,89	2,94
47,0	2,55	2,80	2,86	2,91	2,96	3,01	3,06
48,0	2,65	2,91	2,97	3,02	3,07	3,13	3,18
49,0	2,75	3,02	3,08	3,13	3,19	3,24	3,30
49,6	2,81	3,09	3,15	3,20	3,26	3,32	3,37
50,0	2,85	3,13	3,19	3,25	3,31	3,36	3,42

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ 147 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 244,5 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
45,0	3,23	3,55	3,62	3,68	3,75	3,81	3,88
45,7	3,31	3,64	3,71	3,77	3,84	3,91	3,97
46,0	3,35	3,68	3,75	3,82	3,89	3,95	4,02
47,0	3,47	3,82	3,89	3,96	4,03	4,09	4,16
48,0	3,60	3,96	4,03	4,10	4,18	4,25	4,32
49,0	3,73	4,10	4,18	4,25	4,33	4,40	4,48
49,6	3,81	4,19	4,27	4,34	4,42	4,50	4,57
50,0	3,86	4,25	4,32	4,40	4,48	4,55	4,63

Потери давления в кольцевом пространстве за СБТ 127 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 215,9 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
25,0	2,14	2,35	2,40	2,44	2,48	2,53	2,57
26,0	2,28	2,51	2,55	2,60	2,64	2,69	2,74
27,0	2,44	2,68	2,73	2,78	2,83	2,88	2,93
28,0	2,60	2,86	2,91	2,96	3,02	3,07	3,12
29,0	2,76	3,04	3,09	3,15	3,20	3,26	3,31
30,0	2,93	3,22	3,28	3,34	3,40	3,46	3,52
31,0	3,10	3,41	3,47	3,53	3,60	3,66	3,72
32,0	3,27	3,60	3,66	3,73	3,79	3,86	3,92
32,2	3,31	3,64	3,71	3,77	3,84	3,91	3,97
32,4	3,34	3,67	3,74	3,81	3,87	3,94	4,01
33,0	3,45	3,79	3,86	3,93	4,00	4,07	4,14
34,0	3,63	3,99	4,07	4,14	4,21	4,28	4,36
35,0	3,82	4,20	4,28	4,35	4,43	4,51	4,58
35,4	3,90	4,29	4,37	4,45	4,52	4,60	4,68
36,0	4,01	4,41	4,49	4,57	4,65	4,73	4,81
36,3	4,07	4,48	4,56	4,64	4,72	4,80	4,88
37,0	4,21	4,63	4,72	4,80	4,88	4,97	5,05
38,0	4,41	4,85	4,94	5,03	5,12	5,20	5,29
39,0	4,61	5,07	5,16	5,26	5,35	5,44	5,53
40,0	4,83	5,31	5,41	5,51	5,60	5,70	5,80
41,0	5,04	5,54	5,64	5,75	5,85	5,95	6,05
42,0	5,26	5,79	5,89	6,00	6,10	6,21	6,31
43,0	5,48	6,03	6,14	6,25	6,36	6,47	6,58
44,0	5,70	6,27	6,38	6,50	6,61	6,73	6,84
45,0	5,93	6,52	6,64	6,76	6,88	7,00	7,12
46,0	6,16	6,78	6,90	7,02	7,15	7,27	7,39
47,0	6,39	7,03	7,16	7,28	7,41	7,54	7,67
48,0	6,62	7,28	7,41	7,55	7,68	7,81	7,94
49,0	6,85	7,53	7,67	7,81	7,95	8,08	8,22
50,0	7,08	7,79	7,93	8,07	8,21	8,35	8,50

Потери давления в кольцевом пространстве за ЛБТ 147 мм (1000 м) при диаметре ствола скважины 215,9 мм, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
25,0	3,83	4,21	4,29	4,37	4,44	4,52	4,60
26,0	4,10	4,51	4,59	4,67	4,76	4,84	4,92
27,0	4,38	4,82	4,91	4,99	5,08	5,17	5,26
28,0	4,66	5,13	5,22	5,31	5,41	5,50	5,59
29,0	4,95	5,44	5,54	5,64	5,74	5,84	5,94
30,0	5,26	5,79	5,89	6,00	6,10	6,21	6,31
31,0	5,56	6,12	6,23	6,34	6,45	6,56	6,67
32,0	5,88	6,47	6,59	6,70	6,82	6,94	7,06
32,2	5,95	6,54	6,66	6,78	6,90	7,02	7,14
32,4	6,01	6,61	6,73	6,85	6,97	7,09	7,21
33,0	6,21	6,83	6,96	7,08	7,20	7,33	7,45
34,0	6,54	7,19	7,32	7,46	7,59	7,72	7,85
35,0	6,88	7,57	7,71	7,84	7,98	8,12	8,26
35,4	7,02	7,72	7,86	8,00	8,14	8,28	8,42
36,0	7,22	7,94	8,09	8,23	8,38	8,52	8,66
36,3	7,33	8,06	8,21	8,36	8,50	8,65	8,80
37,0	7,57	8,33	8,48	8,63	8,78	8,93	9,08
38,0	7,93	8,72	8,88	9,04	9,20	9,36	9,52
39,0	8,30	9,13	9,30	9,46	9,63	9,79	9,96
40,0	8,69	9,56	9,73	9,91	10,08	10,25	10,43
41,0	9,08	9,99	10,17	10,35	10,53	10,71	10,90
42,0	9,47	10,42	10,61	10,80	10,99	11,17	11,36
43,0	9,87	10,86	11,05	11,25	11,45	11,65	11,84
44,0	10,30	11,33	11,54	11,74	11,95	12,15	12,36
45,0	10,70	11,77	11,98	12,20	12,41	12,63	12,84
46,0	11,10	12,21	12,43	12,65	12,88	13,10	13,32
47,0	11,50	12,65	12,88	13,11	13,34	13,57	13,80
48,0	11,90	13,09	13,33	13,57	13,80	14,04	14,28
49,0	12,30	13,53	13,78	14,02	14,27	14,51	14,76
50,0	12,70	13,97	14,22	14,48	14,73	14,99	15,24

Потери давления в обвязке буровой установки, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
1	2	3	4	5	6	7	8
25,0	2,12	2,33	2,37	2,42	2,46	2,50	2,54
26,0	2,30	2,53	2,58	2,62	2,67	2,71	2,76
27,0	2,48	2,73	2,78	2,83	2,88	2,93	2,98
28,0	2,67	2,94	2,99	3,04	3,10	3,15	3,20
29,0	2,86	3,15	3,20	3,26	3,32	3,37	3,43
30,0	3,06	3,37	3,43	3,49	3,55	3,61	3,67
31,0	3,27	3,60	3,66	3,73	3,79	3,86	3,92
32,0	3,48	3,83	3,90	3,97	4,04	4,11	4,18
32,2	3,53	3,88	3,95	4,02	4,09	4,17	4,24
32,4	3,57	3,93	4,00	4,07	4,14	4,21	4,28
33,0	3,70	4,07	4,14	4,22	4,29	4,37	4,44
34,0	3,93	4,32	4,40	4,48	4,56	4,64	4,72
35,0	4,16	4,58	4,66	4,74	4,83	4,91	4,99
35,4	4,21	4,63	4,72	4,80	4,88	4,97	5,05
36,0	4,41	4,85	4,94	5,03	5,12	5,20	5,29
36,3	4,48	4,93	5,02	5,11	5,20	5,29	5,38
37,0	4,65	5,11	5,21	5,30	5,39	5,49	5,58
38,0	4,91	5,40	5,50	5,60	5,70	5,79	5,89

1	2	3	4	5	6	7	8
39,0	5,17	5,69	5,79	5,89	6,00	6,10	6,20
40,0	5,44	5,98	6,09	6,20	6,31	6,42	6,53
41,0	5,72	6,29	6,41	6,52	6,64	6,75	6,86
42,0	6,00	6,60	6,72	6,84	6,96	7,08	7,20
43,0	6,27	6,90	7,02	7,15	7,27	7,40	7,52
44,0	6,58	7,24	7,37	7,50	7,63	7,76	7,90
45,0	6,88	7,57	7,71	7,84	7,98	8,12	8,26
46,0	7,19	7,91	8,05	8,20	8,34	8,48	8,63
47,0	7,51	8,26	8,41	8,56	8,71	8,86	9,01
48,0	7,83	8,61	8,77	8,93	9,08	9,24	9,40
49,0	8,16	8,98	9,14	9,30	9,47	9,63	9,79
50,0	8,50	9,35	9,52	9,69	9,86	10,03	10,20
51,0	8,84	9,72	9,90	10,08	10,25	10,43	10,61
52,0	9,19	10,11	10,29	10,48	10,66	10,84	11,03
53,0	9,55	10,50	10,70	10,89	11,08	11,27	11,46
54,0	9,91	10,90	11,10	11,30	11,50	11,69	11,89
55,0	10,30	11,33	11,54	11,74	11,95	12,15	12,36
56,0	10,70	11,77	11,98	12,20	12,41	12,63	12,84
56,8	10,94	12,03	12,25	12,47	12,69	12,91	13,13
57,0	11,00	12,10	12,32	12,54	12,76	12,98	13,20
58,0	11,40	12,54	12,77	13,00	13,22	13,45	13,68
59,0	11,80	12,98	13,22	13,45	13,69	13,92	14,16
60,0	12,20	13,42	13,66	13,91	14,15	14,40	14,64

Потери давления в ГЗД и насадках долот, кг/см²

Производительность насосов, л/с	Плотность, г/см ³						
	1,0	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Производительность насоса 32,4 л/с							
<i>ГЗД:</i>							
ЗТСШ1-195	55,0	60,50	61,60	62,70	63,80	64,90	66,00
Д2-195	60,76	66,84	68,05	69,27	70,48	71,70	72,91
<i>Диаметр насадок:</i>							
13х13х13	41,77	45,95	46,78	47,62	48,45	49,29	50,12
11х13х15	41,05	45,24	46,05	46,88	47,69	48,52	49,34
15х15х15	31,34	34,53	35,15	35,79	36,41	37,04	37,66
15х15	52,90	58,19	59,25	60,30	61,36	62,42	63,48
16х16	40,92	45,01	45,83	46,65	47,47	48,29	49,10
17х17	38,87	42,97	43,78	44,42	45,21	45,97	46,61
18х18	36,74	40,41	41,15	41,88	42,61	43,37	44,12
2. Производительность насоса 49,6 л/с							
<i>ГЗД:</i>							
ЗТСШ1-240 (2 секц)	79,80	87,78	89,38	90,97	92,57	94,16	95,76
T12PT-240	70,46	77,50	78,92	80,32	81,73	83,14	84,55

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Диаметр насадок:</i>							
18х18х18	26,6	29,26	29,79	30,32	30,86	31,39	31,92
20х20х20	17,5	19,25	19,60	19,95	20,30	20,65	21,00
22х22х22	11,9	13,10	13,33	13,57	13,80	14,04	14,28
3. Производительность насоса 56,8 л/с							
<i>ГЗД:</i>							
ЗТСШ1-240 (1 секц.)	52,50	57,75	58,80	59,85	60,90	61,95	63,00
ЗТСШ1- 240(2 секц.)	104,60	115,06	117,15	119,24	121,34	123,43	125,52
Т12РТ-240	48,00	52,80	53,76	54,72	55,68	56,64	57,60
<i>Диаметр насадок:</i>							
18х18х18	34,9	38,39	39,09	39,79	40,48	41,18	41,88
20х20х20	22,9	25,19	25,65	26,11	26,56	27,02	27,48
22х22х22	15,6	17,16	17,47	17,78	18,10	18,41	18,72

Технические характеристики буровых насосов

Техническая характеристика	9МГР	15Гр	12Гр	УНБ-600	УНБТ-950	НБТ-600
1	2	3	4	5	6	7
Мощность, кВт	—	—	325	600	950	600
Полезная мощность, кВт	57,4	169,2	294,2	не менее 475	не менее 750	475
Число цилиндров, шт.	2	2	2	2	3	3
Длина хода поршня, мм	250	200	300	400	290	250
Диаметр штока поршня, мм	45	—	50	70	—	—
Максимальное число двойных ходов поршня, с-1 (ходов/мин)	55-90	50,90	65	1,083 (65)	2,083 (125)	(70-145)
Максимальная частота вращения трансмиссионного вала, с-1 (об/мин)	—	—	—	5,33 (320)	9,26 (556)	7,08 (425)
Давление на входе при работе насоса, МПа (кгс/см²):						
для бурового раствора (манометрическое)	0,02 (0,2)	0,02 (0,2)	0,02 (0,2)		0,02 (0,2)	
для воды (вакуумметрическое)				не менее 0,02 (0,2) -0,015 (-0,15)		

1	2	3	4	5	6	7
Тип передачи	цилиндрическая косозубая			—	шевронная	—
Передаточное число	—	4,35	4,75	4,92	4,448	3,15
Тип клапана	тарельчатый					
Число клиновых рамней Д	—	9	8	16	20	16
Предохранительный клапан	—	—	—	мембранный ПК-70-250 с разделительной диафрагмой	КП-50-400 ПК-70-320 с разделительной диафрагмой	КП-250 ПК-20/4 ПК-40/250 сферический, ди- афрагменный
Пневмокомпенсатор:						
Объем газовой камеры, дм ³	—	—	—	70	70	
Допустимое давление воздуха, МПа (кгс/см ²)				9 (90)	10 (100)	
Макс. давление жидкости, МПа (кгс/см ²)				25 (250)	32 (320)	
Перекачиваемая жидкость	вода, глинистый раствор с наличием песка <0,5%					
Температура перекачиваемой жидкости, °С	не более 80	не более 80	не более 80	не более 80	35—45	не более 80
Диаметр шкивов Д	900	-	1530	1400 1700 1800	710 800 1000	1120
Масса, кг	2760,0		9510,0	25450,0	25826,0	20090,0

Гидравлические характеристики насосов 9 МГр, 12Гр

Диаметр поршня, мм	9МГр		12Гр	
	Теоретическая подача л/сек	Давление, МПа	Теоретическая подача, л/сек	Давление, МПа
80	3.9—6.3	16	—	—
90	5.1—8.4	12.5	—	—
100	6.5—10.6	10	—	—
110	—	—	—	—
115	8.8—14.4	7.5	—	—
120	10.9—17.8	12.7—6.0	—	—
127	16.7	3.5	—	—
130	—	—	10.0—15.1	20.0
140	—	—	11.8—17.9	17.0
150	—	—	13.8—20.8	14.5
160	—	—	15.9—24.0	12.5

Гидравлическая характеристика насоса УНБ-600 (число двойных ходов в минуту — 65, коэффициент наполнения — 1)

Диаметр поршня, мм	Наибольшая объемная подача, м³/час (л/сек)	Наибольшее давление на выходе, МПа (кгс/см²)	Диаметр отверстия кольца предохранительного клапана, мм
200	184 (51)	10 (100)	58,9
190	164 (45,7)	11,5 (115)	48,2
180	151 (42)	12,5 (125)	43
170	130 (36)	14,5 (145)	35,4
160	113 (31,5)	16,5 (165)	30,1
150	99 (27,5)	19 (190)	25,3
140	84 (23,3)	32,5 (225)	20,7
130	71 (19,7)	25 (250)	18,4

Гидравлическая характеристика насоса УНБТ-950

Диаметр поршня, мм		180	170	160	150	140
Максимальное давление, МПа (кгс/см ²)		19 (190)	21 (210)	24 (240)	27,5 (275)	32 (320)
Подача идеальная, л/сек, при частоте ходов поршня в мин.	125	46	41	36,4	31,9	27,8
	115	42,3	37,7	33,5	29,3	25,5
	105	38,6	34,4	30,6	26,8	23,3
	95	35	31,1	27,7	24,2	21,1
	85	31,3	27,9	24,7	21,7	18,9
	75	27,6	24,6	21,8	19,2	16,7
	65	23,9	21,3	18,9	16,6	14,4
	55	20,2	18	16	14	12,2
	45	16,5	14,8	13,1	11,5	10
	35	12,9	11,4	10,2	8,9	7,8
	25	9,2	5,5	1,8	0,368	21 (210)
	15	8,2	4,9	1,6	0,328	23,5 (235)
	5	7,3	4,4	1,4	0,291	26,5 (265)
	1	6,4	3,8	1,3	0,255	30,5 (305)
Давление, устанавливаемое на шкале предохранительного клапана КП-50-400, МПа, (кгс/см ²)		5,6	3,3	1,1	0,222	35,5 (355)

Гидравлическая характеристика насоса НБТ-600

Диаметр поршня, мм			180	170	160	150	140	130	120
Давление на выходе, МПа			11,3	12,7	14,3	16,2	18,7	21,6	25,0
Число ходов в мин.	Мощность, кВт	Полезная мощность, кВт	Объемная идеальная подача, дм³/с						
135	600	475	42,9	38,3	33,9	29,8	26,0	22,3	19,1
125	555	439	39,7	35,4	31,4	27,6	24,0	20,7	17,7
115	511	404	36,5	32,6	28,9	25,4	22,1	19,0	16,2
100	445	352	31,8	28,3	25,1	22,1	19,2	16,6	14,1

Техническая характеристика шламовых насосов 6Ш8 и 6Ш8-2

Техническая характеристика	6Ш8	6Ш8-2
Подача, м³/час	250	150
Напор, м	54	33
Частота вращения, об/мин	1500	1500
Мощность, кВт	90; 100	30
Габаритные размеры: длина*ширина*высота	2110*707*890	1885*597*730
Диаметр всасывающего патрубка, мм	150	150
Диаметр нагнетательного патрубка, мм	125	100
КПД насоса, %	64	64
Высота всасывания, м	5	5
Масса насоса (насоса с рамой), кг	400 (484)	380 (434)

Технические характеристики систем очистки буровых растворов

Сито вибрационное с линейными колебаниями СВ1ЛМ

Показатели	СВ1ЛМ	СВ1ЛМ-02
Максимальная пропускная способность при бурении на воде на сетке с размерами ячейки в свету 0,16г0,16 мм, м³/с	0,045	0,036
Рабочая поверхность, м², не менее	2,6	2,1
Установленная мощность, кВт	3,0	3,0
Максимальная амплитуда колебаний рамы вибрирующей, мм	1÷2,2	1÷2,5
Угол наклона ситовой поверхности к горизонту, град		
вверх	5	5
вниз	3	3
Габаритные размеры, мм, не более		
длина	3000	2400
ширина	1756	1756
высота	1360	1360
Масса, кг, не более	2000	1500

Пескоотделитель (гидроциклон) ГЦК-360М

Показатели	Характеристики
Пропускная способность, л/с	45
Наименьший размер частиц плотностью 2,6 г/см³, удаляемых на 95% при работе на буровом растворе плотностью 1,1—1,2 г/см³, мм	0,7
Рабочее давление перед гидроциклонами, МПа	0,25
Внутренний диаметр корпуса, мм	360
Габаритные размеры, мм	665 x 680 x 1650
Масса, кг	345

Илоотделитель гидроциклонный ИГ-45

Показатели	Характеристики
Пропускная способность, м³/с	0,045
Наименьший размер частиц плотностью 2,6 г/см³, удаляемых на 95% и более при работе на буровом растворе плотностью 1,1—1,2 г/см³, мм	0,05
Диапазон регулирования диаметра пескового отверстия, мм	20 ÷ 12
Рабочее давление перед гидроциклонами, МПа	0,3
Количество гидроциклонов, шт.	6
Габаритные размеры, мм	1730 x 520 x 1200
Масса, кг	203

Примечание:

Шлам достаточно высокой плотности (1,6—1,8 г/см³) должен выгружаться через песковые отверстия гидроциклонов в виде «веера».

Выгрузка шлама через песковые отверстия в виде сплошного «жгута» недопустима.

Центрифуга полноприводная ОГС-352К-01

Показатели	Характеристики
1	2
Производительность, м³/час	25
Тип привода	электрический
Регулирование скорости барабана в диапазоне 0-3300 мин-1	бесступенчатое, гидравлическое
Число оборотов шнека относительно барабана, мин-1	24, 52, 76
Гидромуфта: Частота вращения входного вала, мин-1	3300

1	2
Скольжение при выведенном черпаке	1,8
Объем рабочей жидкости, л	25
Размер удаляемых частиц, мкм	4...40
Электрическое исполнение оборудования	Взрывобезопасное
Климатическое исполнение	УХЛ кат. 3 по ГОСТ 15150-69
Установленная мощность, кВт	57
Фактор разделения, наибольший	2130
Отношение длины ротора к диаметру, мм	4,1
Габаритные размеры центрифуги, мм	2990 x 2145 x 2015
Масса центрифуги, кг, не более	3600

Производитель: УП «Омский завод нефтедобывающего оборудования» ГП ПО «Полет».

Дегазаторы буровых растворов

Тип дегазатора, модель	Производительность по жидкости, л/с	Давление разряжения, кПа	Габариты, мм			Вес, кг
			длина	ширина	высота	
Д-55	60	52,32	2350	2050	3400	1720
ДВС-II	40	79,98	2360	2220	2020	2850
ДВС-III	45	79,98	3000	2600	2500	2800
ДВМ-2	40	53,32	2210	1100	1445	1390
Каскад-40	40	79,98	2040	2000	2000	2380
Каскад-40-01	40	79,98	3300	2480	2980	3366
Сепаратор бурового раствора СБР-1	56	—	Диаметр сосуда 1020 мм		6660	2700

Раздел 8

Спуско-подъемное оборудование



Канаты стальные. Обозначения и особенности

А. По конструкции:

- ТК** — точечное касание проволок,
- ЛК** — линейное касание проволок,
- ТЛК** — точечное и линейное касание проволок,
- О** — одинаковый диаметр проволок в пряди,
- Р** — разный диаметр проволок в пряди,
- РО** — разный и одинаковый диаметр проволок в слоях.

Б. По назначению:

- ГЛ** — грузолюдские,
- Г** — грузовые.

В. По механическим свойствам проволоки:

- В** — высшей марки,
- 1** — первой марки.

Г. По условиям работы:

- ОЖ** — особо жесткие,
- Ж** — жесткие,
- С** — средние агрессивные.

Д. По сочетанию направления свивки:

- О** — односторонняя,
- К** — комбинированная,
- Без обозначения** — крестовая.

Е. По способу свивки:

- Н** — нераскручивающийся,
- Р** — раскручивающийся.

Ж. По исполнению:

- 1** — шестипрядный канат с металлическим сердечником,
- 2** — шестипрядный канат с сердечником из органического материала,
- 3** — шестипрядный канат со стержневым сердечником из искусственных материалов.

Маркировка каната**А. Бирка:**

- завод-изготовитель,
- заводской номер каната,
- условное обозначение каната,
- длина каната в метрах,
- длина каната брутто в килограммах,
- дата изготовления каната.

Б. Копия сертификата:

- марка защитной смазки,
- вид органического сердечника,
- результат испытания.

Диаметр каната, мм	Тип и конструкция	ГОСТ	Масса 1000м, кг	Разрывное усилие каната (кН) при маркировочной группе, МПа			
				1470	1568	1666	1764
1	2	3	4	5	6	7	8
12,5	ЛК-О (6х7)	3069-80	562	74	79	84	88
14,5	ЛК-О (6х7)	3069-80	745	98	105	111	116
	ТК (6х7)	3070-74	715	—	99	105	108
15,5	ЛК-О (6х7)	3069-80	848	112	119	126	132
	ТК (6х37)	3071-74	835	—	110	117	120
	ТЛК-О (6х37)	3079-80	852	—	113	121	124
17,0	ТЛК-О (6х37)	3079-80	1065	—	142	151	155
19,5	ЛК-О (6х19)	3077-80	1370	174	183	197	230
	ЛК-Р (6х19)	2688-80	1405	179	191	203	209
	ТК (6х19)	3070-74	1275	—	173	184	190
	ЛК-О (6х7)	3069-80	1335	177	189	201	208

1	2	3	4	5	6	7	8
	ТЛК-О (6х37)	3079-80	1350	169	180	191	197
21,5	ТЛК-О (6х37)	3079-80	1670	208	222	237	244
22,5	ЛК-Р (6х19)	2688-80	1850	235	251	267	275
	ТК (6х19)	3070-74	1735	—	240	255	263
	ТК (6х37)	3071-74	1705	—	229	243	249
25,0	ЛК-РО (6х31)	16853-88	2450	—	349	371	393
28,0	ЛК-РО (6х31)	16853-88	3000	—	440	468	495
32,0	ЛК-РО (6х31)	16853-88	3800	—	547	581	615
	ЛК-РО (6х31)	16853-88	4640	—	659	700	741
38,0	ЛК-РО (6х31)	16853-88	5450	—	782	830	879

Примечание: Канаты талевые по ГОСТ 16853-88 поставляются в бухтах длиной 1000, 1200 и 1500 м.

Элеваторы и спайдеры

Спайдер и спайдер-элеватор предназначены для спуско-подъемных операций, захвата и удержания на весу или на столе ротора обсадных колонн или насосно-компрессорных труб.

Наименование параметра	Значение параметра
Грузоподъемность, кН	750, 1250, 3500
Диаметры труб, мм:	
для г/п 750, 1250 кН	48, 60, 73, 89, 102, 114
для г/п 3500 кН	127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 273, 324, 346
Габаритные размеры, мм	1300 x 1030 x 990

Примечание: Спайдеры и спайдер-элеваторы с указанными характеристиками выпускаются на Воронежском механическом заводе.

Модель элеватора	Грузо- подъ-ем- ность, кН (тн)	Диаметр охватывае- мой трубы, мм	Диаметр расточки, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
КМ 127-140	1400 (140)	127	131	670x295x260	89
КМ 127 НП-140	—	—	131/142	—	86
КМ 127 П-140	—	129	133	—	89
КМ 140-170	—	140	144	—	131
КМ 140 Н-170	1700 (170)	140	144—158	755x325x290	127
КМ 146-170	—	146	150	—	128
КМ 146 П/НП-170	—	146	150/162	—	125
КМ 168-170	—	168	172	—	134
КМ 168 П/НП-170	1700 (170)	168	172/184	780x345x290	129
КМ 178-170	—	178	182	—	129
КМ 127-250	2500 (250)	127	131	760x315x320	149
КМ 140-320	—	140	144	—	193
КМ 140 Н-320	—	140	144/158	—	188
КМ 146-320	3200 (320)	146	150	800x340x350	189
КМ 168-320	—	168	172	—	177
КМ 168 П/ПН-320	—	168	172/184	—	171
КМ 178-320	—	178	182	—	171
КМ 194-320	3200 (320)	194	198	850x390x350	261
КМ 219-320	—	219	224	—	237
КМ 245-320	—	245	250	900x435x350	295
КМ 273-320	—	273	278	—	265
КМ 299-320	—	299	304	1020x475x350	340
КМ 324-320	—	324	331	—	310

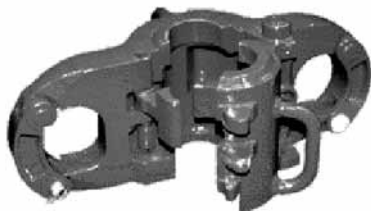
Модель элеватора	Грузоподъемность, кН (тн).	Диаметр охватываемой трубы, мм	Диаметр расточки, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ЭН-194-160	1600 (160)	194	198	940х352х365	180
ЭН-219-160	1600 (160)	219	224	265х382х365	220
ЭН-245-160	—	245	250	995х412х365	235
ЭН-325-160	—	325	331	1095х502х365	290
ЭН-426-160	—	426	433	1195х602х365	354

Элеваторы двухштропные ВМ ЭХЛ-60-15, ВМ ЭХЛ-73-25, ВМ ЭХЛ-89-35



Характеристика	ЭХЛ-60-15	ЭХЛ-73-25	ЭХЛ-89-35
Технические условия	ТУ 3668-040-07538145-96		
Грузоподъемность, т	15	25	35
Диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89
Диаметр расточки под трубу, мм	62	75	91
<i>Габаритные размеры, мм:</i>			
высота	110	130	145
длина	370	370	395
ширина	155	165	180
Масса, кг	18	20	29

Элеватор трубный автоматический двух-штропный ВМ ЭТАД 50-73



Техническое описание

Конструкция элеватора обеспечивает автоматическое за-
крытие затвора при вводе трубы в зев элеватора. Устройство
фиксации затвора, закрывающего штропные проушины скоб,
исключает возможность их самопроизвольного открывания.
Для удобства манипулирования элеватором в процессе его
эксплуатации на корпусе и затворе элеватора установлены
рукоятки.

Технические характеристики

Технические условия	ТУ 3668-040-07538145-96
Грузоподъемность, т	50
Диаметр трубы по ГОСТ 633-80, мм:	
гладкие	73
с высаженными наружу концами	78.5
Диаметр отверстия затвора, мм	76; 81
Габаритные размеры, мм:	
высота	275
длина	540
ширина	215
Масса, кг	27

Элеваторы штанговые ЭШН 5, ЭШН 10



Технические характеристики

Характеристика	ЭШН 5	ЭШН 10
Грузоподъемность, т	5	10
Диаметр захватываемых штангб, мм	12, 16, 19, 22	16, 19, 22, 25
Диаметр штропа, мм	22	25
<i>Габаритные размеры, мм:</i>		
высота	490	500
длина	225	230
ширина	125	
Масса, кг	9,7	12,7

Элеваторы штанговые автоматические ВМ ЭША 10-16/19, ВМ ЭША 10-19/22, ВМ ЭША 10-25/28



Техническое описание

Элеваторы типа ВМ ЭША аналогичны элеваторам фирмы Oil Country для насосных штанг тяжелого типа. Конструкция элеватора обеспечивает автоматическую фиксацию штанги при ее вводе в зев элеватора.

Технические характеристики

Характеристика	ЭША 10-16/19*	ЭША 10-19/22	ЭША 10-25/28*
Условный размер штанг по ГОСТ 13877-80	ШН 16, ШН 19	ШН 19, ШН 22	ШН 25, ШН 28
Диаметр отверстия затвора, мм	24	27	37
<i>Габаритные размеры, мм:</i>			
высота	521		
длина	205		
ширина	167		
Масса, кг	13,5		12,5

Элеватор трубный ЭТ



Техническое описание

Элеватор трубный типа ЭТ предназначен для захватывания под муфту или замок и удержания на весу колонн насосно-компрессорных или бурильных труб при спуско-подъемных операциях при освоении и ремонте нефтяных и газовых скважин для использования в умеренном и холодном макроклиматических районах по ГОСТ 16350-80.

Технические характеристики

Характеристика	ЭТ-60-32	ЭТ-73-32	ЭТ-89-32
Грузоподъемность, т	32	32	32
Условный диаметр труб, мм	60	73	89
Диаметр отверстия под трубу, мм	62	75	91
<i>Габаритные размеры, мм</i>			
высота	406	406	450
длина	162	158	190
ширина	140	140	150
Масса, кг	25	24	30

Элеватор трубный



Техническое описание

Элеватор предназначен для захвата под муфту и удержания на весу колонны насосно-компрессорных и бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций при освоении и текущем ремонте скважин.

Технические характеристики

Характеристика	ЭТА-32БН	ЭТА-50БН	ЭТА-60БН	ЭТА-80БН
Грузоподъемность, т	32	50	60	80
Условный диаметр захватываемых труб, мм	48, 60, 73	60, 73, 89	60, 73, 89	73, 73В, 89, 89В, 114, 114В
Габаритные размеры, мм, не более				
высота	260	290	290	325
длина	230	230	230	255
ширина	525	560	575	660
Собственная масса без захвата, кг	16	25	25	42+1

Технические характеристики клиновых пневматических захватов

Показатели	Тип захвата			
	ПКРБ0560	ПКРБ0700	ПКРБ0950	ПКРБ01260
Допускаемая нагрузка (осевая), кН	3200	4000	6300	8000
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60-340	60-508	48-508	48-508
Крутящий момент, кНм	80	80	80	80
Давление в пневмосистеме, МПа	0,7—0,9	0,7—0,9	0,7—0,9	0,7—0,9
Число размеров клиньев со сменными плашками	3	4	4	4
Габариты, мм				
высота	1700	1700	1860	2300
длина	900	950	1160	1460
ширина	1650	1650	1530	1530
Масса с клиньями (для труб диаметром от минимального до максимального), кг	3810	5600	6600	7100

Изготовитель пневматических клиновых захватов ПКР560М, ПКРБ0560, ПКРБ0700, ПКРБ0950, ПКРБ01260 — АО «Волгабурмаш».

Ключи буровые автоматические стационарные

Характеристики	АКБ-3М2	АКБ-3М2.32	АКБ-4
Условный диаметр свинчиваемых (развинчиваемых) труб, мм:			
бурильных	108-216	108-216	108-216
обсадных	114-194	114-194	114-194
Привод вращателя	пневмомотор	эл. двигатель	пневмомотор
Частота вращения трубозажимного устройства, об/мин:			
на первой скорости	60-105	36	0-32
на второй скорости	—	72	0-2,2
Крутящий момент при свинчивании (развинчивании), кНм:			
на первой скорости, не менее	1,2	—	5
на второй скорости, не менее	—	—	72,5
максимальный (при двух, трех докреплениях)	30	1,25	—
Мощность привода, кВт	13	15/7,5	13
Длина хода блока ключа, мм	1000	1000	1000
Давление воздуха в сети, МПа	0,7—0,9	0,7—0,9	0,7—1,0
Габаритные размеры, мм:			
блока ключа с кареткой и колонной	1730x1013x2380	1730x1020x2700	1950x1230x2575
пульта управления	870x430x1320	790x430x1320	870x430x1320
станции управления	—	700x650x1600	—
Масса ключа, кг, не более	2700	3300	2700

Ключ буровой автоматический стационарный с гидроприводом КБГ-2

Ключ предназначен для механизации свинчивания и развинчивания бурильных, утяжеленных, обсадных, насосно-компрессорных труб и долот с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента, а также для механизации наращивания бурильной колонны через дополнительный шурф и для разборки забойных двигателей на буровой. Применяется на буровых установках со всеми типами встроенных в ротор клиновых захватов

Технические характеристики	Значения
1	2
Условный диаметр трубы и замковых соединений, мм, в т.ч.	48-508
с трубозахватом с проходным отверстием челюстедержателя:	
390 мм	48-340
540 мм	341-508
Число передач коробки скоростей	2
Частота вращения трубозажимного устройства, об/мин:	
на первой быстрой скорости	90,0
на второй быстрой скорости	45,0
на первой медленной скорости	6,48
на первой медленной скорости	3,24
Максимальный крутящий момент, кНм	90
Установленная мощность гидростанции, кВт	22
Максимальная величина вертикального перемещения ключа, мм	1900
Максимальный поворот ключа вокруг механизма позиционирования, град.	120
Максимальное давление в гидросистеме, МПа	32

1	2
Емкость бака гидростанции, л	280
Насос гидростанции	с переменной производительностью и регулятором мощности
Масса ключа в сборе, кг	4100
Габаритные размеры ключа, мм, в сборе с механизмом:	
позиционирования	2065x1050x3300
пульта управления	570x690x1650
установки силовой	1670x1150x1300

Производство — ОАО «Ижнефтемаш».

Ключ машинный для бурильных и обсадных труб типа КМБО

Ключ предназначен для докрепления и раскрепления резьбовых соединений бурильных, утяжеленных бурильных и обсадных труб при спуско-подъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Технические характеристики	Значения
Максимальный крутящий момент, кНм (кГс.м)	88,3 (9000)
Допускаемое усилие на конце рычага, кН, не более	80,3
Условные диаметры свинчиваемых и развинчиваемых труб (замковых соединений), мм	90-299 324-351 426-451
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1400
ширина	800
высота	1040
Масса (комплект ключа, собранный для труб диаметрами 188-212 мм), кг, не более	195

Гидравлический ключ для обсадных колонн «Везерфорд». Модель 16-25.

Технические характеристики	Значения
Условный диаметр труб и замковых соединений, свинчиваемых и развинчиваемых ключом, мм (дюймы):	
Ротор с проходным отверстием	Ø 406,4 (16")
Минимальный диаметр	60,3 (2 3/8")
Максимальный диаметр	406,4 (16")
Количество передач в коробке скоростей	2
Частота вращения трубозажимного устройства, об/мин:	
при высокой передаче	89
при низкой передаче	21
Максимальный крутящий момент, кгс.м (фунт на фут):	
при высокой передаче	621 (4500)
при низкой передаче	2553 (18500)
Максимальное давление в гидросистеме	175 кг/см ² (173 бар 2500 PSI)
Максимальная производительность гидравлической силовой установки:	
при давлении 84 кг/см ² (83 бар 1200 PSI)	197 л/мин (52 гал/мин)
при давлении 175 кг/см ² (173 бар 25000 PSI)	95 л/мин (25 гал/мин)
Емкость бака гидросистемы	340 л (90 гал)
Масса ключа в сборе	557 кг
Масса силовой установки	1484 кг

Комплект закрытого трубного ключа <Ойл Кантри>, модель СН58-1

Закрытый трубный ключ <Ойл Кантри>, модель СН58-1 в комплекте с торсиомером, контрольными клапанами, <О.К.>58402-100 патроном челюсти на 1-7/8" до 3-1/2" и <О.К.>58315-100 челюстью в сборе на 2-3/8" до 2-7/8" стопорные штифты на 1", 2 скорости.

Диапазон: 1.312" до 7".

Макс. вращающ. момент: 8,700 FT/LBS.

Макс. скорость: 106 об/мин.

Устройство пневматическое для развинчивания соединений.

Диапазон: 1-5/16" до 5-1/16". В комплекте с <О.К.>58365-100 обратной челюстью на 2-3/8", 1" стопорные штифты установлены.

Гидроподъемник для трубного ключа СН58.

Челюсть на 2-7/8" до 3-1/2".

Комплект открыточелюстного гидравлического трубного ключа <Ойл Кантри>, модель 45000

Открыточелюстной гидравлический трубный ключ <Ойл Кантри>, модель 45000, 2-скоростной. в комплекте с торсиомером и вращающимся подвесным устройством.

Диапазон: 1.05" до 4-1/2".

Макс. крутящ. момент: 6,670 FT/LBS.

Макс. скорость: 96 об/мин.

Устройство развинчивания ручного действия <Ойл Кантри> в комплекте с установленной челюстью на 2-3/8" до 2-7/8".

Челюсть <Ойл Кантри> на 3,50" до 4,50", ручного действия в сборе.

3-челюстное пневматическое устройство для развинчивания трубных соединений в комплекте с <О.К.>55177-100 установленными челюстями на 1.90" до 4.5".

Диапазон действ.: 1.05" до 5-9/16".

Комплект открыточелюстного гидравлического трубного ключа <Ойл Кантри>, модель 55000

Открыточелюстной гидравлический трубный ключ <Ойл Кантри>, модель 55000, 2-скоростной, в комплекте с торсиомером и вращающимся подвесным устройством.

Диапазон: 1.05" до 4.5".

Макс. крутящ. момент: 8,740 FT/LBS.

Макс. скорость: 101 об/мин.

Устройство развинчивания ручного действия <Ойл Кантри> в комплекте с установленной челюстью на 2-3/8" до 2-7/8".

Челюсть <Ойл Кантри> на 3.50" до 4.50" ручного действия в сборе.

3-челюстное пневматическое устройство для развинчивания трубных соединений в комплекте с <О.К.>55177-100 установленными челюстями на 1.90" до 4.5".

Диапазон действия: 1.05" до 5-9/16".

Комплект открыточелюстного гидравлического трубного ключа <Ойл Кантри>, модель 56800

Открыточелюстной гидравлический трубный ключ <Ойл Кантри>, модель 56800, 2-скоростной, в комплекте с торсиомером и вращающимся подвесным устройством.

Диапазон: 1.05" до 4.5".

Макс. крутящ. момент: 11,750 FT/LBS.

Макс. скорость: 76 об/мин.

Устройство развинчивания ручного действия <Ойл Кантри> в комплекте с установленной челюстью на 2-3/8" до 2-7/8".

Челюсть <Ойл Кантри> на 3.5" до 4.50" ручного действия в сборе.

3-челюстное пневматическое устройство для развинчивания трубных соединений в комплекте с <О.К.>55177-100 установленными челюстями на 1.90" до 4.5".

Диапазон действия: 1.05" до 5-9/16".

Челюсти трубного ключа <Ойл Кантри>

Модели 45000, 55000, 56800 все работают с одинаковыми челюстями и вкладышами.

Челюсть в сборе с плашками 2-3/8".

Челюсть в сборе с плашками 2-7/8".

Челюсть в сборе с плашками 3-1/2".

Вкладыш в сборе с плашками 2-3/8".

Вкладыш в сборе с плашками 2-7/8".

Вкладыш в сборе с плашками 3-1/2".

Ключ подвесной трубный КПТ

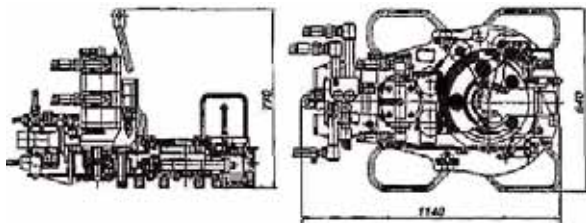
Ключ подвесной гидравлический трубный предназначен для механизации свинчивания-развинчивания бурильных и насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин в составе подъемных установок типа Аз-37, УПТ-50, А-50, Cooper, Cremo.



Технические характеристики:

Условный диаметр НКТ, мм	60, 73, 89 (48, 102, 105, 114 по заказу)
Частота вращения на высокой передаче, об/мин	84
Частота вращения на низкой передаче, об/мин	17,2
Номинальный крутящий момент на низкой передаче при $P = 16$ МПа, Н*м(кгс*м)	10150 (1015)
Номинальный крутящий момент на низкой передаче при $P = 20$ МПа, Н*м(кгс*м)	12680 (1268)
Масса, кг, не более	255
Габариты, мм	1028x730x725

Гидроключ ГКШ-1200М



Технические характеристики

Объемная подача в гидроключ, л/мин	
номинальная	150
максимальная	200
Давление нагнетания, МПа	
номинальное	16
максимальное	20
Частота вращения ротора при номинальной объемной подаче, об/мин	
минимальная	5
максимальная	82
Крутящий момент на роторе при соответствующем давлении нагнетания, Нм	
номинальный	8440
максимальный	12100
Масса, кг	350 max
Объемный КПД	0,91
Рабочая жидкость	ВМГЗ
Чистота рабочей жидкости по ГОСТ 17216-71	не хуже 13-го класса
Габариты гидроключа, мм	1140 x 770 x 640
Применяемость по НКТ, дюйм	от 2 ^{3/8} " до 4 ^{1/2} "

Ключ машинный КМТ-М

Предназначен для докрепления и раскрепления резьбовых соединений бурильных, утяжеленных бурильных и обсадных труб при спуско-подъемных операциях.



Технические характеристики	Значения
Максимальный крутящий момент кН (кгс*м)	34,3 (3550)
Допускаемое усилие на конце рычага, кН (кгс)	49 (5000)
Условные диаметры свинчиваемых и развинчиваемых труб, мм	40-85, 60-114, 114-166, 245-271
Масса, кг	
в сборе с челюстью 60-114 мм без подвески	68
в сборе с челюстью 60-114 мм с подвеской 80	80
с комплектом сменных частей с подвеской 106,60	106,60

Ключ подвесной пневматический ПБК-4

Ключ подвесной пневматический предназначен для механического свинчивания и развинчивания, докрепления соединений бурильных и обсадных труб в процессе спуско-подъемных операций при бурении скважин.

Ключ ПБК-4 предназначен для использования в макроклиматическом умеренном районе по ГОСТ 16350-80. Климатическое исполнение «У», температура окружающего воздуха — 40°C до минус 45°C.

Технические характеристики	Значения
Максимальный крутящий момент, кНм	12
Крутящий момент при свинчивании и развинчивании, кНм, не менее:	Ø 406,4 (16")
бурильных труб	1,2
обсадных труб	1,4
Условный диаметр свинчиваемых и развинчиваемых труб, мм	
бурильных	73-168
обсадных	114-245
Частота вращения трубозажимного устройства (роликов) при свинчивании и развинчивании, с-1	1,04
Количество ведущих роликов	2
Привод ведущего ролика	пневмомотор К5МФ через редуктор с передаточным отношением 1 : 30,5
Номинальная мощность двигателя, кВт	5,5
Номинальная частота вращения вала двигателя, с-1	32
Номинальное давление сжатого воздуха, МПа (кгс/см ²)	0,4 (4)
Управление ключом	дистанционное с пульта управления у поста бурильщика
Габаритные размеры ключа, мм, не более:	
длина	1200
ширина	870
высота	930
Масса полного комплекта, кг, не более	910

Ключи цепные

Наименование показателей	КЦО-1	КЦН-1	КЦН-2	КЦН-3
Условный диаметр труб, мм	60-114	60-114	114-146	146-245
Длина цепи, мм	667	667	928	1377
Максимальное допустимое усилие, Н	1660	950	1150	1400
Максимальный крутящий момент, Нм	1100	1100	1800	2900
Габаритные размеры, мм	660x105x110	1160x105x110	1570x112x135	2100x140x165
Масса, кг, не более	10	14	24	53

Ключи шарнирные

Ключи шарнирные предназначены для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений обсадных труб, применяемых при геологоразведочном бурении.

Обозначение	Диаметр труб, мм	Масса, кг
БИ 216.00СБ	42/50	3,9
БИ 179-123.000СБ	44/57	4,1
БИ 217.00СБ	63,5	4,5
БИ 179-119.000СБ	108/127	7,8
БИ 179-120.000СБ	146	8,0
БИ 179-121.000СБ	168/188	10,9
БИ 179-122.000СБ	219/243	12,1

Раздел 9

Обсадные трубы и колонны

Размеры труб и муфт по ГОСТ 632-80 в мм

Наружный диаметр трубы	Тип резьбы, размеры муфт (диаметр Д, длина Lм)								
	треугольная			ОТТМ			ОТТГ		
	Дн	Lм	Lмy	Дн	Дс	Lм	Дн	Дс	Lм
114,3	127,0 (133,0)	158,0	177,0	127,0 (133,0)	123,8	170,0	127,0 (133,0)	123,8	205
127,0	141,3 (146,0)	165,0	196,0	141,3 (146,0)	136,5	174,0	141,3 (146,0)	136,5	210,0
139,7	153,7 (159,0)	171,0	203,0	153,7 (159,0)	149,2	182,0	153,7 (159,0)	149,2	218,0
146,1	166,0	177,0	215,0	166,0	156,0	182,0	166,0	156,0	218,0
168,3	187,7	184,0	222,0	187,7	177,8	190,0	187,7	177,8	225,0
177,8	194,5 (198,0)	184,0	228,	194,5 (198,0)	187,3	198,0	194,5 (198,0)	187,3	234,0
193,7	215,9	190,0	235,0	215,9	206,4	206,0	215,9	206,4	242,0
219,1	244,5	196,0	254,0	244,5	231,8	218,0	244,5	231,8	254,0
244,5	269,9	196,0	266,0	269,9	257,2	218,0	269,9	257,2	254,0
273,1	298,5	203,0	—	298,5	285,8	218,0	298,5	285,8	254,0
298,5	323,9	203,0	—	323,9	—	218,0	—	—	—
323,9	351,0	203,0	—	351,0	—	218,0	—	—	—
339,7	365,1	203,0	—	365,1	—	218,0	—	—	—
351,0	376,0	229,0	—	—	—	—	—	—	—
377,0	402,0	229,0	—	—	—	—	—	—	—
406,4	431,8	228,0	—	—	—	—	—	—	—
426,0	451,0	229,0	—	—	—	—	—	—	—
473,1	508,0	228,0	—	—	—	—	—	—	—
508,0	533,4	228,0	—	—	—	—	—	—	—

Примечания: Для исполнения Б значения наружного диаметра проставлены в скобках.

1. Муфты специальные с уменьшенным наружным диаметром (Дс) изготавливаются только исполнения А.

2. Условные обозначения:

D_н, D_с — соответственно диаметры нормальной и специальной (уменьшенной) муфты;

L_н, L_м — соответственно длина нормальной и удлиненной муфты.

Размеры и масса обсадных труб и муфт с резьбой Батресс по ТУ 39.0147016.40-93

Условный диаметр трубы, мм	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки S, мм	Внутренний диаметр d, мм	Масса 1 п.м. (кг)	Наружный диаметр, мм		Длина L _м , мм	Масса, кг	
					D _н	D _с		D _н	D _с
140	139,7	7,0	125,7	22,9	153,7	149,2 ^{+0,8} _{-0,2}	235,0	6,42	4,50
		7,7	124,3	25,1					
146	146,1	6,5	133,1	22,4	166,0	156,0 ^{+0,8} _{-0,4}	237,0	9,7	4,90
		7,0	132,1	24,0					
		7,7	130,7	26,3					
		8,5	129,1	28,8					
		9,5	127,1	32,0					
		10,7	124,7	35,7					
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	177,8 ^{+0,8} _{-0,2}	244,5	11,1	5,7
		8,0	152,3	31,6					
		8,9	150,3	35,0					
		10,6	147,1	41,2					
219	219,1	7,7	203,7	40,1	244,5	231,8 ^{+0,8} _{-0,4}	269,9	20,9	10,8
		8,9	201,3	46,1					
		10,2	198,7	52,5					
245	244,5	7,9	228,7	46,1	269,9	257,2 ^{+0,8} _{-0,4}	269,9	23,2	12,0
		8,9	226,7	51,7					
		10,0	224,5	57,8					

Сочетаемость обсадных труб с резьбами различных типов

Тип резьбы ниппеля	Тип резьбы муфты
Соединения с треугольной резьбой	
Короткая (ГОСТ 632-80)	Короткая (стандарты 5А, 5АХ АНИ) Удлиненная (ГОСТ 632-80 и стандарты 5А и 5АХАНИ)
Удлиненная (ГОСТ 632-80)	Удлиненная (стандарты 5А и 5АХ АНИ)
Соединения с трапецидальной резьбой	
ОТТМ	ОТТГ, ТБО
ОТТГ, ТБО	ОТТМ*

Примечание:

*При наличии уплотнительного конического пояса трубы конец сбега резьбы ниппельного конца должен не доходить до торца муфты ОТТМ не менее чем на 10,1 мм (2 нитки). Без уплотнительного конического пояса (при его удалении) свинчивать, как трубы ОТТМ.

Практические рекомендации по свинчиванию обсадных трубс резьбовыми соединениями ОТТМ-БАТРЕСС (рекомендации АНО ЦНИС Трубы-нефть)

1. Профиль резьбы, шаг, конусность и длина резьбы с полным профилем у резьб ОТТМ и Батресс идентичны.

2. Длина резьбы с неполным профилем у ОТТМ — 32 мм, у Батресс — 50 мм. Длина муфты Батресс на 52-55 мм длиннее, чем у ОТТМ.

3. Сбег резьбы у Батресс выполнен с конусностью резьбы, сбег резьбы ОТТМ ($l_{сб} = 10$ мм) выполнен с более высокой конусностью.

4. Запрещается свинчивание ниппеля ОТТМ с муфтой

Батресс при спуске обсадных колонн из-за опасности расклинивания муфты при заходе сбега резьбы ниппеля в начало резьбы муфты.

5. Разрешается свинчивать ниппель Батресс с муфтой ОТТМ, при этом после свинчивания ручным ключом ($M_{св} = 20 \text{ кгс*м}$) остаются свободными 6—7 ниток резьбы ниппеля (натяг 30—35 мм). После этого производится докрепление АКБ или другими ключами на три оборота ($15 \pm 0,5 \text{ мм}$).

6. При необходимости перехода при спуске колонны **с муфты с резьбой Батресс на ниппель ОТТМ производят отворот муфты Батресс и наворот на ниппель Батресс муфты ОТТМ по п.5.** Переходную трубу можно изготавливать перед спуском колонны.

Маркировка обсадных труб

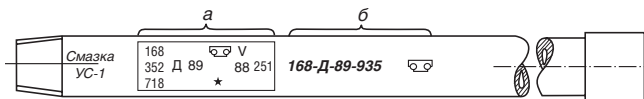
Товарные знаки отечественных заводов-изготовителей труб нефтяного сортамента, Украины, Грузии, Азербайджана

Товарный знак	Наименование завода-изготовителя
1	2
	Синарский трубный завод (СинТЗ)
	Челябинский трубопрокатный завод ЧТПЗ
	Нижнеднепровский трубопрокатный завод им. К. Либкнехта (НТЗ)
	Таганрогский металлургический завод (ТМЗ)*
	Северский трубный завод им. Меркулова (СевТЗ)

1	2
	Выксунский металлургический завод (ВМЗ)
	Мариупольский металлургический комбинат (ММК)
	Первоуральский новотрубный завод (ПНТЗ)
	Азербайджанский трубопрокатный завод (АзТЗ)
	Руставский металлургический завод (РМЗ)
	Никопольский Южнотрубный завод (ЮТЗ)

Образец маркировки отечественных труб

Таганрогский металлургический завод
ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ по ГОСТ 632-80



а. Маркировка труб клеймением

- 168** — условный диаметр трубы, мм
***** — клеймо ОТК (а или о, или н)
352 — номер трубы

V	— месяц изготовления
718	— номер плавки
88	— год изготовления
Д	— группа прочности
251	— номер партии термообработки (кроме труб группы прочности Д)
89	— толщина стенки, мм (без запятой)
Т	— товарный знак завода

6. Маркировка труб краской

168 — условный диаметр трубы, мм

Т — товарный знак завода

Д — группа прочности

Смазка УС-1 — обозначение герметика (обозначается смазка УС и лента ФУМ, при использовании смазок Р-2 и Р-402 маркировка не наносится)

89 — толщина стенки, мм (без запятой)

935 — длина трубы, см

Примечания:

1. Трубы 2-го сорта маркируются дополнительно: над обозначением группы прочности ставится клеймо «2С», а за товарным знаком наносятся краской два белых пояска шириной 50—80 мм. Нормативно-техническими документами Миннефтепрома запрещено спускать в скважину трубы 2-го сорта.

2. На трубах исполнения А в маркировке краской после длины трубы наносятся вид исполнения (А) и фактическая масса трубы в кг.

3. Дополнительно наносится маркировка краской следующего содержания: красный поясок на предохранительном кольце обозначает трапецеидальную резьбу; цветовые пояски на трубе шириной 50—80 мм обозначают исполнение А (желтый) и трапецеидальную резьбу (белый); цветные пояски на трубе шириной 150—200 мм обозначают группу прочности К (голубой), Е (белый) и Л (красный), на трубы группы прочности Д пояски не наносятся; белый поясок шириной 50—80 мм на муфте обозначает резьбу ОПТ.

Импортные трубы

В соответствии с требованиями стандартов АНИ на каждую обсадную трубу и муфту изготовитель должен наносить клеймами и краской знаки маркировки, также дополнительно наносится цветная опознавательная маркировка для обозначения группы прочности, а в некоторых случаях — назначения труб.

Прочность материала.

В технических условиях АНИ введено кодирование прочности материала с помощью букв латинского алфавита и 2- или 3-значного числа. Число в обозначении группы прочности показывает значение предела текучести в тысячах фунтов на квадратный дюйм (Kpsi); если имеется тип стали, то он маркируется цифрой после обозначения группы прочности или цифрами, характеризующими содержание хрома в процентах (нержавеющая сталь по API Spec 5AC).

Толщина стенки труб.

В технических условиях АНИ имеется показатель «номинальная масса», выраженный в фунтах на фут длины. Этот показатель используется вместо значения толщины стенки при оформлении заказа и при маркировке труб. Для перевода с английской системы единиц в мм можно использовать таблицу.

Зависимость между номинальной массой обсадных труб и толщиной стенки

Диаметр трубы, дюйм (мм)										
4 1/2	5	5 1/2	6 5/8	7	7 5/8	8 5/8	9 5/8	10 3/4	13 3/8	
(114,3)	(127,0)	(139,7)	(168,3)	(177,8)	(193,7)	(219,1)	(244,5)	(273,0)	(339,7)	
9,50	11,50	14,00	20,00	17,00	24,00	24,00	32,30	32,75	48,00	
5,21	5,59	6,20	7,32	5,87	7,62	6,71	7,92	7,09	8,38	
10,50	13,00	15,50	24,00	20,00	26,40	28,00	36,00	40,50	54,50	
5,69	6,43	6,98	8,94	6,91	8,33	7,72	8,94	8,89	9,65	
11,60	15,00	17,00	28,00	23,00	29,70	32,00	40,00	45,50	61,00	
6,35	7,52	7,72	10,59	8,05	9,52	8,94	10,03	10,16	10,92	
13,50	18,00	20,00	32,00	26,00	33,70	36,00	43,50	51,00	68,00	
7,37	9,19	9,17	12,06	9,19	10,92	10,16	11,05	11,43	12,19	
15,10	21,40	23,00	—	29,00	39,00	40,00	47,00	55,50	72,00	
8,56	11,10	10,54	—	10,36	12,70	11,43	11,99	12,57	13,06	
—	23,20	—	—	32,00	42,00	44,00	53,50	60,70	—	
—	12,14	—	—	11,51	14,27	12,70	13,84	13,84	—	
—	24,10	—	—	35,00	45,30	49,00	—	65,70	—	
—	12,70	—	—	12,65	15,11	14,15	—	15,11	—	
—	—	—	—	38,00	47,10	—	—	—	—	
—	—	—	—	13,72	15,86	—	—	—	—	

Процесс производства.

В зависимости от способа изготовления на теле трубы клеймом или краской наносятся после обозначения группы прочности буквы S (бесшовные) или E (электросварные).

Испытание гидростатическим давлением.

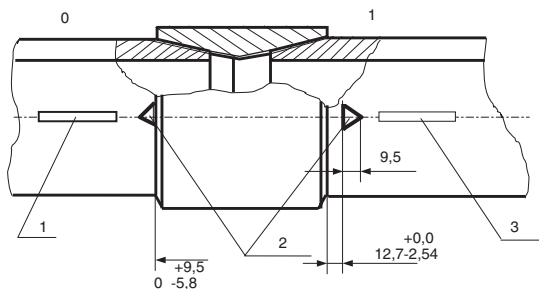
Все обсадные трубы на заводе в процессе изготовления подвергаются испытаниям внутренним гидростатическим давлением. Если трубы испытаны при давлении, превышающем указанное в технических условиях, то в маркировке проставляется значение давления испытания в фунтах на квадратный дюйм (psi) и ставится слово «TESTED» («ИСПЫТАНО»).

Тип резьбового соединения.

Наносится краской. Обозначение резьбы может быть полным или кратким. Фирменные резьбы обозначаются в соответствии с техническими условиями изготовителя.

На трубах с резьбой «Батресс» за сбегом резьбы на ниппельном конце в соответствии с требованиями API Spec 5AB проставляется знак в виде треугольника, выбитого клеймом основанием к резьбе. Этот знак отмечает положение муфты после ее свинчивания и закрепления при сборке труб в колонну для спуска в скважину.

Треугольное клеймо ставится на обсадные трубы с резьбой треугольного профиля диаметрами 406, 473 и 508 мм на расстоянии 1,6 мм от конца сбега резьбы.



- 1 — полоса размером 25 x 102 мм, наносимая светлой краской на конец трубы с навинченной на заводе муфтой против треугольного знака (относительный момент);
- 2 — треугольный знак;
- 3 — полоса размером 25x610 мм, наносимая светлой краской на свободный конец трубы против треугольного знака (допускается нанесение прерывистой полосы с интервалом около 40 мм) (соединение, свинченное на буровой);
- а — соединение, свинченное механическим способом до совмещения торца муфты с основанием треугольного знака;
- б — соединение, свинченное от руки (предварительная навертка).

Маркировка муфт.

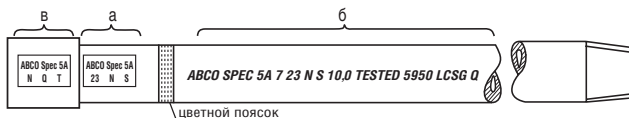
Резьба муфт может иметь цинковое, фосфатное или оловянное покрытие, в этом случае на муфту наносится дополнительная маркировка — буква Т, которая означает, что момент свинчивания должен составлять 80% от рекомендуемого для аналогичных соединений с цинковым или другими покрытиями.

Товарные знаки зарубежных фирм

Товарный знак	Наименование завода-изготовителя
1	2
	Валлурек (Франция)
	Маннесманн рорен верке (ФРГ)

1	2
	Кавасаки стил (Япония)
	Ниппон Кокан Кабусики (Япония)
	Ниппон стил корпорейшн (Япония)
	Сумитомо метал индастриз (Япония)

Образец маркировки импортных обсадных труб



а. Маркировка труб клеймением

- ABCO** — товарный или фирменный знак
N — группа прочности
Спец 5A — индекс технических условий API
S — способ производства
23 — масса 1 фута трубы, фунтов

б. Маркировка труб краской

- ABCO** — товарный или фирменный знак (по соглашению)
10,0 — длина трубы, м или фут
TESTED — знак, свидетельствующий о гидроиспытаниях трубы

- Спец 5A** — индекс технических условий API (по соглашению)
- 5950** — давление гидроиспытания, фунт на квадратный дюйм
- 7** — наружный диаметр, дюйм или мм
- 23** — масса 1 фута трубы, фунт, или толщина стенки, мм
- LCSG** — тип резьбового соединения
- Q** — способ термообработки труб группы прочности
- N** — группа прочности
- N-80** (закалка и отпуск обозначаются буквой Q)
- S** — способ производства

в. Маркировка муфт клеймением

- ABCO** — товарный или фирменный знак
- T** — знак, свидетельствующий о том, что на резьбу муфты нанесено покрытие из олова
- Спец 5A** — индекс технических условий API
- N** — группа прочности
- Q** — способ термообработки (для труб группы прочности N-80)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Башмаки колонные типа БКМ

Типоразмер башмака	Условный диаметр оснащаемой колонны, мм	Наружный диаметр, мм	Диаметр отверстий в насадке башмака, мм	Высота, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6
БКМ-114	114	133	50	300	15
БКМ-146	146	166	70	298	17

1	2	3	4	5	6
БКМ-168	168	188	80	303	23
БКМ-178	178	198	90	330	30
БКМ-194	194	216	90	330	40
БКМ-245	245	270	120	378	53
БКМ-273	273	299	130	390	65
БКМ-324	324	351	160	390	85
БКМ-426	426	451	220	425	145

Дроссельные обратные клапаны типа ЦКОДМ

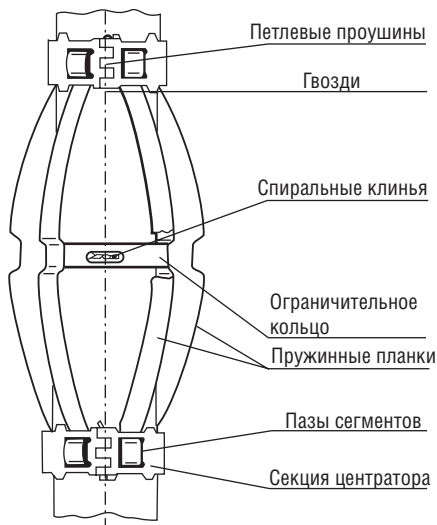
Типоразмер клапанов	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр шара, мм	Наружный диаметр клапана, мм	Высота клапана, мм
ЦКОДМ-114	114	25	76	133	300
ЦКОДМ-146	146	25	76	166	360-395
ЦКОДМ-168	168	25	76	188	360-395
ЦКОДМ-178	178	25	76	198	375-388
ЦКОДМ-194	194	25	76	216	383-395
ЦКОДМ-245	245	76	76	270	400
ЦКОДМ-273	245	76	76	229	400
ЦКОДМ-324	324	10	76	351	405
ЦКОДМ-426	426	7.5	76	451	420

Жестко-упругие центраторы ЦЦ-2

Типоразмер центратора	Радиальная нагрузка, кН	Пусковое усилие, кН	Размеры, мм			Масса, кг
			Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Высота	
1	2	3	4	5	6	7
ЦЦ-2-114/151	8,0	4,0	116,0	210	600	6,0
ЦЦ-2-146/216	12,0	5,0	148,0	270	600	8,4
ЦЦ-2-168/216	12,0	5,0	172,0	292	600	9,9

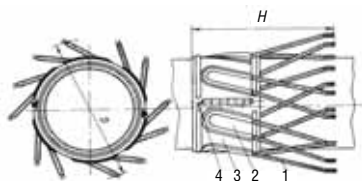
1	2	3	4	5	6	7
ЦЦ-2-114/151	8,0	4,0	116,0	210	600	6,0
ЦЦ-2-146/216	12,0	5,0	148,0	270	600	8,4
ЦЦ-2-168/216	12,0	5,0	172,0	292	600	9,9
ЦЦ-4-178/245	12,0	5,0	181,0	305	660	11,0
ЦЦ-4-194/245	12,0	5,0	197,0	320	640	11,5
ЦЦ-4-245/295	13,5	7,0	249,0	370	640	14,2
ЦЦ-4-273/320	13,5	7,0	278,0	398	640	15,2
ЦЦ-4-324/394	18,0	9,0	329,0	450	640	17,0

Примечание: Жестко-упругие центраторы типа ЦЦ-2 имеют П-образную выштамповку в средней части планок (рессор).



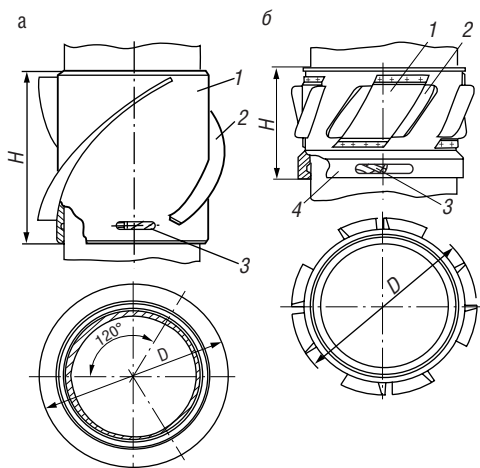
ЦЕНТРАТОР ТИПА ЦЦ-2Я

Скребки разъемные



Тип	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Высота, мм
СК 146/190	146	250	190
СК 168/214	168	300	190
СК 245/295	146	400	230

Турбулизаторы



а, б — с металлическими и резиновыми лопастями.

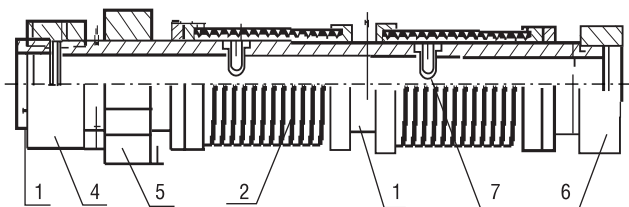
Эластичные турбулизаторы

Типоразмер турбулизатора	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Масса, кг
ЦТ-114/151	116	170	2,0
ЦТ-146/216	148	236	3,5
ЦТ-168/216	171	236	4,5
ЦТ-178/245	181	266	5,0
ЦТ-194/245	197	266	6,0
ЦТ-245/295	248	293	8,5

Жесткие центраторы-турбулизаторы

Типоразмер турбулизатора	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм
ЦТГ-114/161	117	155
ЦТГ-146/216	150	206
ЦТГ-168/216	172	206
ЦТГ-178/216	182	206
ЦТГ-194/270	198	262
ЦТГ-245/295	250	286

Фильтр скважинный



1 — труба (каркас), 2 — фильтроэлемент,
3 — герметизирующий колпачок, 4 — муфта,
5 и 6 — заглушка, 7 — центратор.

Технические характеристики фильтров типа ФС

Параметры	Условный диаметр трубы D, мм		
	168	146	114
1	2	3	4
Тип резьбы	ОТТМ 168 ГОСТ 632-80 или БТС 168 ТУ390147016.40-93	ОТТМ 146 ГОСТ 632-80 или БТС 146 ТУ390147016.40-93	ОТТМ 114 ГОСТ 632-80 или НКТ 114 ГОСТ 633-80
Толщина стенки, мм	8,9 (10,6)	8,5 (9,5)	8,6 (7)
Длина фильтро-элемента, мм	до 5000		
Длина трубы, мм	от 1000 до 13 000		
Зазор между витками фильтроэлемента, мм	от 0,10 до 1,00		

1	2	3	4
Количество отв. на 1 пм фильтроэлементов, шт.	40	24	24 653*
Материал герметизирующих колпачков	АК12М ГОСТ 1583-89		
Диаметр отв. в колпачках, мм	10,2		
Наружный диаметр муфты, мм, не более	187,7	166	133 (127)
Наружный диаметр центратора, мм, не более	195 (205)	195 (205)	136 (148)
Расстояние от торца трубы до заделки фильтроэлемента со стороны муфты, мм	по желанию заказчика		

Технические характеристики пакера типа ПДМ

Шифр пакера	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм	Длина пакера, мм	Масса пакера, кг	Длина уплотнительного элемента пакера, мм
ПДМ146	146	177	130	3250	230	1190
ПДМ146-1	146	177	126	3320	250	1190
ПДМ146-2	146	183	126	3320	250	1190
ПДМ168-1	168.3	200	150	3250	270	1190
ПДМ168-2	168.3	198	144	3250	280	1190
ПДМ168-3	168.3	200	144	3320	300	1190
ПДМ178-1	177.8	203	155	3320	245	1190
ПДМ178-2	177.8	209	155	3320	280	1190

Технические характеристики цементировочных муфт типа МЦП-146СМЦ

Наименование показателей	МЦП-146 СМЦ-Н (нижняя)	МЦП-146 СМЦ-В (верхняя)
Наружный диаметр, мм, не более:		
по корпусу	178	184
по кольцевым выступам корпуса	184	-
по кольцевым канавкам корпуса	-	180
Диаметр проходного канала, мм	124(+0.4)	124(+0.4)
Длина в рабочем положении, мм, не более	2218	2218
Внутренний диаметр седла, образованного раздвижными упорами (обеспечивающего открытие цементировочных окон), мм	104(+0.87)	104(+0.87)
Максимальная рабочая температура, С	150	150
Масса в рабочем положении, кг, не более	158	170

Коэффициенты запаса прочности для обсадных колонн

Коэффициент запаса прочности на наружное давление n_1

В зоне эксплуатационного объекта:

а) вертикальные и наклонно-направленные скважины:

$$n_1 = 1,0 - 1,30$$

(в зависимости от устойчивости коллектора).

б) горизонтальные скважины:

$$n_1 = 1,30 - 1,50$$

(в зависимости от устойчивости коллектора).

Коэффициенты запаса прочности на внутреннее давление n_2

Диаметр труб, мм	n_2	
	Исполнение Б	Исполнение А
114...219	1,15	1,15
Свыше 219	1,45	1,15

Коэффициенты запаса прочности на растяжение n_3

Диаметр труб, мм	Длина колонны, м	Запас прочности в вертикальной скважине n_3
114...168	До 3000	1,15
	Свыше 3000	1,3
178...219	До 1500	1,3
	Свыше 1500	1,45

Значения коэффициентов запаса прочности n_3 на изогнутом участке ствола скважины

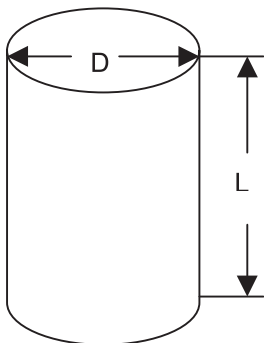
Диаметр труб, мм	Минимальное значение n_3 при $a_0 = 0,5$
114...168	1,30
178...245	1,45
273...324	1,60
Более 324	1,75

Раздел 10

Цементирование скважин

Основные формулы

Объем цилиндра

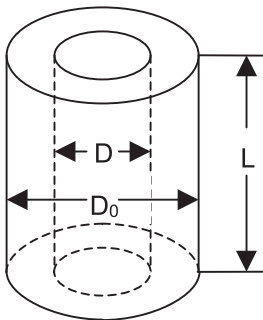


$$V = \frac{\pi}{4} D^2 L$$

Объем 1 п.м

$$V = 0.0007854 \times D^2$$

Объем затрубного пространства



$$V = \frac{\pi}{4} (D_0^2 - D_1^2) L$$

Объем 1 п.м

$$V = 0.0007854 \times (D_0^2 - D_1^2)$$

Количество материалов для цементирования**1. Объем тампонажного раствора:**

$$Vm = 0,785 [(κD^2 - d_n^2)L + d_b^2 l_{цс}]$$

- κ** — коэффициент кавернозности (объемный коэффициент — отношение фактического объема скважины к номинальному);
D — номинальный диаметр скважины, м;
d_н — наружный диаметр колонны, м;
d_в — внутренний диаметр колонны, м;
L — длина участка заколонного пространства, заполняемого тампонажным раствором, м;
l_{цс} — длина цементного стакана, м.

2. Количество тампонажного материала:

$$Q = \frac{\gamma_{ц} (\gamma_p - \gamma_{в})}{\gamma_{ц} - \gamma_{в}} Vm,$$

γ_ц, γ_в, γ_р — плотность соответственно сухого цемента (или смеси), жидкости затворения и тампонажного раствора, г/см³.

3. Объем тампонажного раствора V₁, приготовленного из 1 т сухого цемента (смеси):

$$V1 = \frac{\gamma_{ц} - \gamma_{в}}{\gamma_{в} - m \gamma_{ц}}, \text{ (м}^3\text{/т)},$$

m — водоцементное (водосмесевое) отношение.

Тампонажные портландцементы по ГОСТ 1581-96

Классификация:

а) По вещественному составу:

- I** — тампонажный портландцемент бездобавочный;
- I-G** — тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,44;
- I-H** — тампонажный портландцемент бездобавочный с нормированными требованиями при водоцементном отношении, равном 0,38;
- II** — тампонажный портландцемент с минеральными добавками;
- III** — тампонажный портландцемент со специальными добавками, регулирующими плотность цементного теста.

б) По плотности:

- Об** — облегченный;
- Ут** — утяжеленный.

Значение плотности цементного теста для цемента типа III, г/см ³			
облегченного		утяжеленного	
обозначение средней плотности	Плотность ±0,04	обозначение средней плотности	Плотность ±0,04
Об 4	1,40	Ут 0	2,00
Об 5	1,50	Ут 1	2,10
Об 6	1,60	Ут 2	2,20
—	—	Ут 3	2,30

в) По температуре применения:

- низких и нормальных температур (15—50)°С;
- умеренных температур (51—100)°С;
- повышенных температур (101—150)°С.

г) По сульфатостойкости:

а) типы I, II и III:

- обычный (требования по сульфатостойкости не предъявляют);
- сульфатостойкий (СС);

б) типы I-G, I-H:

- высокой сульфатостойкости (СС-1);
- умеренной сульфатостойкости (СС-2).

Требования к физико-механическим показателям цементов типов I, II и III

Наименование показателя	Значения для цемента при температурах применения				
	низких и нормальных		умеренных и повышенных		
	тип I, II	тип III-Об	тип I, II	тип III-Об	тип III-Ут
1. Прочность при изгибе, МПа, не менее, в возрасте:					
1 сут.	—	—	3,5	—	—
2 сут.	2,7	0,7	—	1,0	2,0
2. Тонкость помола:					
остаток на сите с сеткой №008 по ГОСТ 6613, не более	12,0	10,0	15,0	12,0	12,0
удельная поверхность, м²/кг, не менее	270	—	250	—	230
3. Водоотделение, мл, не более	8,7	7,5	8,7	7,5	10,0
4. Растекаемость цементного теста, мм, не менее, для цемента:					
непластифицированного	200	—	200	—	—
пластифицированного	220	—	220	—	—
5. Время загустевания до консистенции 30Вс, мин, не менее	90				

Требования к физико-механическим показателям цемента типов I-G и I-H

Наименование показателя	Значение для цемента типов I-G и I-H	
	не менее	не более
1. Прочность на сжатие, МПа, через 8 часов твердения при температуре:		
38°C	2,1	—
60°C	10,3	—
2. Водоотделение, мл	—	3,5
3. Консистенция цементного теста через 15—30 минут режима испытания, Вс	—	30
4. Время загустевания до консистенции 100Вс, мин	90	120

Классификация цемента по спецификации API

Класс цемента по API	Водоцементное отношение		Плотность цементного раствора		Выход цементного раствора		Глубина скважины		Статическая температура
	галлон/мешок	—	фунт/галлон	г/см³	галлон/мешок	м³/т	фут	м	°C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	5,2	0,46	15,6	1,87	8,83	0,784	0-6000	0-1830	27-77
B	5,2	0,46	15,6	1,87	8,83	0,784	0-6000	0-1830	27-77
C	6,3	0,56	14,8	1,77	9,87	0,876	0-6000	0-1830	27-77
D	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	6000-12000	1830-3660	77-127

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Е	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	6000-14000	1830-4270	77-127
Ф	4,3	0,38	16,2	1,94	7,85	0,697	10000-16000	3050-4880	110-160
Г (основной)	5,0	0,44	15,8	1,89	8,60	0,764	0-8000	0-2440	27-93
Н (основной)	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	0-8000	0-2440	27-93
Ж (спец.)	4,8	0,42	15,4	1,84	8,26	0,733	12000-16000	3660-4880	127-160

γц — γв.

Химические добавки-регуляторы свойств тампонажного раствора

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
1	2	3
Реагенты- ускорители сроков схватывания и твердения		
0—10	Портландцемент	CaCl ₂ , NaCl, NaCl+CaCl ₂ , KCl, K ₂ CO ₃ , ННК, ННС
0—20		CaCl ₂ , NaCl, CaCl ₂ + NaCl, KCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃ , ННК, ННС
20—75		CaCl ₂ , NaCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₃ , силикат натрия, «Крепль-4»
≥ 100		Замедлители схватывания
Реагенты - замедлители схватывания и твердения		
20—75	Портландцемент	КМЦ, СДБ, ПФЛХ, ПАА, КССБ, НЧК
75—100		НТФ, ОЭДФ, СДБ, окзил, ФХЛС, ПАА, КССБ, КМЦ, НР-5, CR-220
100—130	Шлаковый и портландцемент	НТФ, ОЭДФ, гипан, КМЦ, ОЭЦ, КССБ

1	2	3
<i>Реагенты-пластификаторы</i>		
<75	Портландцемент	КССБ, С-3, гексаметафосфат, ФХЛС, «Креп-2», КРК-75
75—100	Портландцемент	НТФ, ОЭДФ, КССБ, С-3, КРК-100, CFR-3, CR-12
<i>Реагенты-понижители фильтрации</i>		
<75	Портландцемент	ПВС-ТР, КМЦ, ПАА, бентонитовая глина, сульфатцелл, «Креп-3», КРК-75
75—100	Портландцемент	Сульфатцелл, КМЦ, КССБ, гипан, КРК-100, тилоза E29651, Halad-22
<i>Реагенты-пеногасители</i>		
		ПЭС, ПМС, сопсток, Пента-468, Clear-Air-100, D-Air1

Бентонитово-цементные растворы (расчет компонентов для 100 кг цемента)

1. Вес бентонита (кг):

$$b = \frac{100 \left(1 - \frac{p_{\text{цр}}}{3,15} \right) - (p_{\text{цр}} - 1) 100m}{p_{\text{цр}} \left(\frac{1}{2,65} + z \right) - (z + 1)}$$

$p_{\text{цр}}$ — плотность гелцементного раствора;

m — водоцементное отношение;

z — процент водонасыщения бентонита:

$z = 5,3$ — для сухих смесей;

$z = 21,2$ — для глинистых суспензий;

3,15 — плотность цемента;

2,65 — плотность бентонита.

2. Объем воды (л):

$$E = 100m + zb.$$

3. Объем раствора (л):

$$V = \frac{100}{3.15} + \frac{b}{2.65} + 100m + zb$$

Пример: Гельцементный раствор, приготовленный из бентонита и цемента ПЦТ1-50 с плотностью $R_{\text{цр}} = 1,50 \text{ г/см}^3$.

$m = 0,5$,

$z = 21,2$.

Для 100 кг цемента:

3 кг (3%) бентонита,

113,6 л воды,

146,4 л гельцементного раствора.

Компонентный состав раствора для 100 кг цемента класса G

Предварительная гидратация бентонита

Процент бентонита	Процент воды	Плотность раствора
1	2	3
0,00	44,0	1,901
0,25	49,3	1,843
0,50	54,6	1,792
0,75	59,9	1,748
1,00	65,2	1,708
1,25	70,5	1,672
1,50	75,8	1,640

1	2	3
1,75	81,1	1,611
2,00	86,4	1,585
2,25	91,7	1,560
2,50	97,0	1,538
2,75	102,3	1,518
3,00	107,6	1,499
3,25	112,9	1,482
3,50	118,2	1,466
3,75	123,5	1,451
4,00	128,8	1,437

21,2 л воды на 1 кг бентонита.

Сухая смесь

Процент бентонита	Процент воды	Плотность раствора
1	2	3
0	44,0	1,901
1	49,3	1,846
2	54,6	1,789
3	59,9	1,756
4	65,2	1,719
5	70,5	1,685
6	75,8	1,656
7	81,1	1,629
8	86,4	1,604
9	91,7	1,582

1	2	3
10	97	1,562
11	102,3	1,543
12	107,6	1,526
13	112,9	1,511
14	118,2	1,496
15	123,5	1,482
16	128,8	1,470
17	134,1	1,458
18	139,4	1,447
19	144,7	1,436
20	150,0	1,426

5,3 л воды на 1 кг бентонита.

Требования к тампонажным растворам для цементирования обсадных колонн

Наименование показателей	Направление	Кондуктор	Промежуточная колонна	Эксплуатационная колонна	Обоснование требований
1	2	3	4	5	6
Плотность тамп. р-ра, кг/м³:					
нормальной плотности	1820-1850	1820-1850	1820-1850	1850-1910	Согласно данным градиентов гидроразрыва (поглощения)
облегченного	—	1500±40	1500±40	1500±40	
Растекаемость, см	16-22	16-22	16-22	16-22	Инструкция по креплению скважин ГОСТ 1581-96
Водоотделение р-ра, %, не более:					
норм. плотности	3,5	3,5	3,5	0	
облегченного	—	1,0	1,0	1,0	
Водоотдача р-ра норм. плотности $T = 22^{\circ}\text{C}$, $\Delta P = 0,7$, МПа, см³/30 мин при производстве ГРП без пр-ва ГРП	не предьявля-ются	не предьявля-ются	не предьявля-ются	не более 100 не более 150	Инструкция по креплению скважин

1	2	3	4	5	6
Время загустевания, мин	—	на 25% больше расчетного времени це- ментирования, но не менее чем на 30 и не более чем на 90 мин.			Инструкция по креплению скважин
Сроки схватывания, ч:					
начало, не более	8	—	—	—	Необходимость набора прочно- сти камня не менее 1,0 МПа при изгибе за время ОЗЦ
конец, не более	12	—	—	—	
Реологические параметры р-ров:					
нормальной плотности η , мПа * с τ_0 , дПа	40—60 75—95	40—60 75—95	40—80 75—120	60—180 100—250	Фактические показатели ра- створов Определены на при- боре типа ВСН-3 при T=22±2°С
Облегченного η , мПа * с τ_0 , дПа	— —	20—50 40—100	20—50 40—100	20—50 40—100	
Прочность цем. Камня норм. плотности при изгибе, МПа, не менее:					
через 48 ч	T=22°С 2,7	T=22°С 2,7	T=40°С 3,0	T=60°С -	ГОСТ 1581-96, для промежу- точных и эксплуатационных ко- лонн требования на основе ла- бораторных данных
через 24 ч	—	—	—	3,5	
Прочность цем. Камня из облегчен. р-ра при из- гибе, МПа, не менее через 48 ч	—	T=22°С 0,7	T=22°С 0,7	T=35°С 1,0	

Технические характеристики цементировочного оборудования

Установка насосная передвижная УНБ-160х32У (АНЦ 320У)

Мощность, кВт (л.с.)	108 (147)
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Вместимость мерных баков, м³	2х3
Насос высокого давления двухпоршневой двойного действия	9ТМ
Водоподающий насос центробежный многосекционный:	ЦНС38-154
наибольшее давление, МПа	1,54
наибольшая подача, л/с	10,5
Полная масса установки, кг	16000

Подача и давления насосной установки

Режим работы	Передача	Подача, л/с,			Давление, МПа,		
		100	115	127	100	115	127
Цементирование и др. опер. (до 4 ч)	II	3,5	4,8	6,0	32*	23*	18,6*
	III	6,8	9,2	11,4	17,6	11,5	8,5
	IV	10,3	14,0	17,3	11,5	8,5	7,0
	V	15,6	21,2	26,0	7,5	5,5	4,7
Длительный режим работы	II	3,0	4,0	5,0	32,0*	23,0*	18,5*
	III	5,7	7,7	9,5	18,9	14,2	11,3
	IV	8,6	11,7	14,5	12,4	9,3	7,5
	V	13,0	17,6	21,8	8,2	6,2	4,9

Установка смесительная передвижная УС 6-30Н

Наибольшая масса транспортируемого материала, кг	9000
Вместимость бункера, м³	14,5
Устройство смешивающее: оптимальное давление жидкости, МПа наибольшее давление жидкости, МПа	гидровакуумное 1,5 2,0
Наибольшая производительность приготовления тампонажного раствора плотностью 1,85 г/см³, л/с	27
Диапазон плотности приготавливаемого раствора (колебание плотности тампонажного раствора не более 0,02 г/см³), г/см³	1,30—2,40
Время выхода на заданную плотность раствора, с, не более	40,0
Полная масса установки, кг	13 000

Установка смесительно-осреднительная передвижная УСО-20

Вместимость резервуара установки, м³	15,0—20,0
Производительность приготовления раствора: гидронапорным смесителем (плотностью до 1,85г/см³), л/с, до гидронапорным смесителем (плотностью до 1,75г/см³), л/с, до	25 20
Наибольшая плотность приготавливаемого раствора (порционным способом), г/см³	2,5
Наибольшее отклонение плотности раствора, г/см³	0,01
Мешалка двухвальная четырехлопастная, частота вращения, об/мин	20—25
Полная масса установки, кг	13000

Комплекс оборудования для контроля процесса цементирования скважин КЦС-32

Состав:

Блок манифольда БМ-700 (МБМ-32) с первичными измерительными преобразователями давления, расхода и плотности, громкоговорящей связью и соединительной коробкой.

Блок лаборатории с вторичной измерительной и регистрирующей аппаратурой, блоком питания и связи.

Данные блока манифольда БМ-700

Наибольшее рабочее давление в напорном коллекторе, МПа	40,0
Количество отводов на напорном коллекторе, шт.	6
Количество отводов, отходящих от напорного коллектора к устьевой головке, шт.	2
Наибольшее рабочее давление в раздающем коллекторе, МПа	2,5
Количество отводов на основном раздающем коллекторе, шт.	10
Условный проход отводов, мм	50
Грузоподъемный механизм — стрела грузоподъемностью, кг	350

Данные лабораторного блока

Обеспечивает контроль и регистрацию на диаграммной бумаге давления, плотности, мгновенного расхода и количества жидкости, закачиваемой в скважину.

Давление, МПа	от 0 до 40 $\pm$ 1%
Плотность, кг/м ³	от 800 до 2600 $\pm$ 2%
Расход, м ³ /с	от 0 до 0,05 $\pm$ 2%
Температура, °С	от -40 до +60 $\pm$ 0,5%
Суммарный объем закачиваемых объектов, м ³	от 0 до 200 $\pm$ 2,0%

Раздел 11

Прихват бурильной колонны

Прихват колонны — это приостановка запланированной работы из-за действия сил, препятствующих движению колонны в скважине.

Механизмы прихвата колонны		
Закупорка	Дифференциальный прихват	Геометрия ствола скважины
Осаждающиеся частицы	Дифференциальные силы	Жесткая КНБК
Неустойчивость горных пород		Желобообразование
Неконсолидированные пласты		Перегибы ствола
Трещиноватые пласты		Уступы
Цементные работы		Подвижный пласт
Металлические обломки на забое		Ствол с диаметром ниже номинального

Определение верхней границы прихвата

Для уточненного определения верхней границы прихвата применяют прихватоопределители (**ПО**) и индикаторы места прихвата (**ИМП**).

Порядок действий при работе с прихватоопределителем

1. Спуск прибора в предполагаемую зону прихвата для получения характеристики намагнитченности прихваченных труб.
2. Установка на трубах магнитных меток на участки колонны, расположенные друг от друга на расстоянии 10 м. На каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15—20 см.
3. Запись кривых магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки.
4. Расхаживание прихваченной колонны с нагрузками, а также проворачивание ее на определенное безопасное число

оборотов. Магнитные метки в результате деформации металла труб выше зоны прихвата «стираются».

5. Определение участка с сохранившимися магнитными метками и верхней границы прихвата колонны.

Техническая характеристика прихватоопределителя

Параметры	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Предельный внутренний диаметр труб и их соединений, в которых рекомендуется работать с прихватоопределителем, мм	115—165	76—115	62—76	30—50
Внутренний диаметр корпуса, мм	61	46	36	19
Размеры сердечника намагничивающей катушки, мм:				
длина	266	258	258	238
диаметр	25	20	20	18
Размеры прибора, мм:				
длина	452	422	412	435
наружный диаметр	90	70	50	25
Масса прибора, кг	15—20	9—14	5—10	2—5
Максимально допустимые температура, °С	100	100	100	135
давление, МПа	100	100	100	50

Порядок действий при работе с ИМП

1. Спуск датчика ИМП в трубы на одножильном кабеле. При включении питания он своим многополюсным электромагнитом притягивается к поверхности трубы, соприкасаясь с ней плоской гранью, чем обеспечивается его устойчивое положение во время измерения.

2. Приложение к свободной части труб нагрузок (растяжения, сжатия или кручения). Датчик ИМП показывает изменение деформации металла труб. При этом с глубины ниже верхней границы прихвата, где отсутствует деформация труб, сигналы на поверхность не поступают.

3. Проведение нескольких замеров (пять-шесть замеров) для точного определения зоны расположения верхней границы прихвата (с точностью до 10—15 м).

Техническая характеристика ИМП

Скважинный прибор	
Температура среды, °C	120
Давление, МПа	100
Габариты, мм:	
диаметр	52
длина	1100
Масса, кг	≤15
Наземная аппаратура	
Рабочая температура, °C	0—50
Напряжение питания, В	220 + 10%
Частота, Гц	50
Габариты, мм:	
блок питания	470 x 400 x 315
измерительный блок	470 x 400 x 315

Метод бурильщика по растягивающим нагрузкам

1. Натяжение колонны с усилием P_1 , которое на 5 делений превышает показание индикатора, соответствующее полному весу колонны до прихвата, и нанесение на ведущей или бурильной трубе отметки.

2. Приложение дополнительной натяжки на 5 делений по индикатору веса и быстрое снижение ее до первоначальной. Нанесение второй отметки на ведущей трубе. Полученная разница в двух отметках объясняется трением в роликах талевой системы.

3. Деление расстояния между двумя отметками пополам. Средняя черта является началом отсчета.

4. Приложение к колонне силы P_2 , превышающей на 10—20 делений P_1 , и нанесение на ведущей трубе новой отметки.

5. Приложение дополнительной натяжки на 5 делений выше и быстрое снижение нагрузки до P_2 . Отмечаем на ведущей трубе вторую отметку.

Разделив расстояние между двумя отметками пополам, получаем нижнюю отметку для отсчета величины удлинения труб.

6. Измерение расстояния между верхней и нижней отметками, которое и дает искомое удлинение свободной неприхваченной части бурильных труб.

Свободную длину колонны, расположенную выше места прихвата, определяют по формуле:

$$L = k\Delta l,$$

где:

Δl	— удлинение при нагрузке $P_2 - P_1$ в см;
k	— коэффициент, постоянный для данного типоразмера труб в зависимости от размера труб.

Недостатком описанного выше способа определения длины свободной от прихвата части бурильной колонны является значительная погрешность.

Расчет установки нефтяной ванны

Необходимое количество нефти для ванны определяют по формуле:

$$Q_1 = 0,785(D_1^2 - D_3^2) H_1 + 0,785D_2^2 H_2,$$

где:

- Q_1 — количество нефти в м³;
- D_1 — диаметр скважины в м;
- H_1 — высота подъема нефти в затрубном пространстве в м;
- D_2 — внутренний диаметр труб в м; H_2 - высота столба нефти в трубах в м;
- D_3 — наружный диаметр труб в м.

Объем нефти для ванны определяют из расчета максимально допустимого снижения перепада давления в зоне прихвата или перекрытия ею верхней границы на 50—100 м.

После определения объема нефти проводят проверочный подсчет гидростатического давления в стволе скважины на момент максимального облегчения столба жидкости, чтобы не допустить нефте-, газоводопроявления. Гидростатическое давление не должно превышать пластовое в скважинах глубиной до 1200 м на 10—15%, глубиной более 1200 м — на 5—10%.

Для предупреждения самопроизвольного вертикального перемещения нефти по стволу скважины и увеличения времени действия агента ванны в зоне прихвата необходимо перед нагнетанием нефти и продавочной жидкости закачать порцию буферной жидкости для заполнения 150—200 м затрубного и трубного пространств. Буферную жидкость готовят из применяемого бурового раствора путем ее обработки реагентами-структурообразователями до получения максимально возможных значений вязкости и статического напряжения сдвига (вязкость «не течет» по СПВ-5, СНС за 10 мин. — более 27 МПа). Показатель фильтрации жидкости буферной пачки не должен превышать показателя фильтрации бурового раствора в скважине.

В местах смешивания с буровым раствором буферная жидкость не должна вызывать его коагуляцию. В качестве реагентов-структурообразователей рекомендуется применять: при температуре до 100°C — крахмал, при 100—120°C — КМЦ. В каждом конкретном случае рецептуру для получения буферной жидкости подбирают в лабораторных условиях.

Агенты нагнетают в скважину цементирующими агрегатами в следующем порядке: буферная жидкость — нефть — буферная жидкость — продавочная жидкость при максимально возможной подаче агентов, при этом скорость восходящего потока в кольцевом пространстве не должна превышать подачу насосов в процессе бурения данного интервала.

После закачивания продавочной жидкости краны на заливочной головке закрывают и (в зависимости от причины прихвата) колонну разгружают на определенную часть веса или оставляют под натяжением на талевой системе.

После установки ванны колонну труб расхаживают во избежание распространения зоны прихвата. Периодичность профилактических расхаживаний выбирают в зависимости от конкретных условий, но не менее двух раз в час. К расхаживанию для освобождения инструмента приступают через 4—6 часов действия ванны (с учетом конкретной ситуации).

Осевые нагрузки при расхаживании колонны не должны превышать допускаемых для труб данной группы прочности материалов, а также для талевой системы и оборудования. Через каждый час после начала расхаживания проверяют наличие сифона в трубах и часть нефти из труб (порциями по 0,5—0,7 м³) продавливают в затрубное пространство.

После ликвидации прихвата промывают ствол, вымывая нефть на устье, поднимают колонну труб из скважины, тщательно проверив их качество дефектоскопией, и прорабатывают ствол в осложненном интервале.

Вымытую из скважины нефть собирают; она может быть использована при установках последующих ванн.

Если в течение 12—16 часов после установки ванны прихват ликвидировать не удалось, циркуляцию восстанавливают, скважину промывают, выравнивают показатели бурового раствора и повторно устанавливают нефтяную ванну. Число

повторных нефтяных ванн определяется конкретными условиями района, однако устанавливать более трех-четырёх ванн не рекомендуется.

Расчет и правила установки кислотной ванны

Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных, глинистых и других породах, поддающихся действию кислоты, применяют кислотные ванны.

Для установки кислотных ванн используют техническую соляную кислоту 8—14%-ной концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, а также 15—20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот, причем соотношение компонентов смеси подбирают опытным путем, исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Необходимое количество кислоты для установки кислотной ванны определяют по указанной выше формуле для расчета количества нефти для установки нефтяной ванны.

Объем воды, необходимой для получения 1 м³ соляной кислоты требуемой концентрации, которая оценивается по плотности полученной смеси, определяют по формуле:

$$V = \frac{(\rho_1 - \rho_2)}{(\rho_2 - \rho_3)},$$

где:

- ρ_1 — плотность исходной соляной кислоты, г/см³;
- ρ_2 — плотность кислоты требуемой концентрации, г/см³;
- ρ_3 — плотность воды, г/см³.

В табл. приведены плотности и соответствующие ей концентрации разбавленной кислоты при температуре 15°C.

Для уменьшения вредного влияния кислоты на бурильные трубы и оборудование следует в качестве ингибитора корро-

зии применять формалин (6 кг формалина на 1 т 10%-ной соляной кислоты), уникилы, масла, поверхностно-активные вещества.

Смешивание кислот, разбавление их водой, добавку ингибиторов проводят в условиях буровой с соблюдением соответствующих правил техники безопасности. В качестве буферной жидкости используют воду, закачиваемую из расчета заполнения не менее чем 50 м высоты затрубного пространства и бурильных труб. В остальном методика установки кислотной ванны не отличается от нефтяной.

В случае устойчивого разреза в зоне прихвата или когда колонна прихвачена в отложениях магниевых или натриевых солей, следует в качестве агента ванны использовать воду с добавкой до 0,5% дисольвана или, если позволяют условия, перейти на круговую промывку ствола скважины водой.

Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,110	21,91
1,035	7,15	1,075	15,16	1,115	22,85
1,040	8,16	1,080	16,15	1,20	23,82
1,045	9,16	1,085	17,13	1,25	24,78
1,050	10,17	1,090	18,11	1,30	25,75
1,055	11,18	1,095	19,06	1,35	26,70
1,060	12,19	1,10	20,01	1,40	27,66
1,065	13,19	1,105	20,97		

Устройства для ликвидации прихвата бурильной колонны

Технические характеристики ударных механизмов

Параметры	ГУМ 90	ГУМ 115	ГУМ 127	ГУМ 162	ГУМД 127	ГУМД 195
Диаметр, мм :						
наружный	91	115	127	164	127	195
внутренний	24	25	38	50	38	71
Длина, мм	2755	2354	2905	2319	4420	5530
Максимальный удар, кН	1250	2050	2500	3500	2400	5200
Масса, кг	115	140	240	300	370	95
Крутящий момент, не более, кНм:						
правый	10	26	30	40	25	50
левый	—	—	—	20	10	30
Наработка на отказ ударов, не менее	500	350	500	500	500	350
Средний ресурс до списания, не менее, ч	1500	1000	1500	1500	1500	1500

Примечание: ГУМД — механизм двойного действия (вверх-вниз).

Технические характеристики гидромеханических ясов

Параметр	ГМ-95	ГМ-120
Наружный диаметр, мм	95	120
Внутренний диаметр, мм	24	40
Наибольшая сила удара, кН	250	1350
Наибольший передаваемый крутящий момент, кНЧ м	1,5	3,0
Наибольшая растягивающая нагрузка на открытый ясс, кН	1200	2000
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	3-76	3-88
Свободный ход штока ясса, мм	400	600
Масса, кг	60	

Технические характеристики ударных ясов

Тип ясса	Наружный диаметр корпуса, мм	Присоединительная резьба верхнего конца	Длина, мм	Общая масса, кг
ЯУ-235	235	3-171	7200	1220
ЯУ-215	215	3-171	7200	1185
ЯУ-190	190	3-147	6600	1040
ЯУ-170	170	3-147	6550	770

Примечания:

1. Диаметр канала шпинделя — 75 мм, длина свободного хода ясса — 2000 мм.
2. Присоединительная резьба нижнего конца ясса — 3-147.

Технические характеристики ударно-вибрационных яссов

Тип ясса	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр канала шпинделя, мм	Длина свободного хода ясса, мм	Присоединительная резьба		Длина, мм	Общая масса, кг
				верхнего конца	нижнего конца		
ЯУВ-235	235	75	2000	3-147	3-147	3890	795
ЯУВ-215	215	75	2000	3-147	3-147	3750	675
ЯУВ-190	190	75	2000	3-147	3-121	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	3-121	3-121	4560	470
ЯУВ-127	127	40	3000	3-101	3-101	4380	260

Технические характеристики УЛП-190-1

Наружный диаметр корпуса, мм	178
Длина, м	1900
Статическая растягивающая нагрузка, МН	1,5
Допустимая рабочая нагрузка, МН	0,7
Ударная нагрузка, МН	3
Диаметр промывочного канала, мм	56

Для соединения с трубами или ловильным инструментом устройство снабжено резьбами 3-147 и 3-121. Сквозь стержень проходит отверстие для промывки и пропуска торпеды.

Раздел 12

Оборудование устья скважин

Основные характеристики превенторов

Условный диаметр прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода, МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с бодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14, 21, 35, 70 ¹	80	50, 65, 80	5, 10, 14, 21, 35	—
180	14, 21 ² , 35 ² , 70, 105				127
230	35 ³ , 70 ³				146
280	21, 35, 70 ⁴ , 105				194
350	21, 35 ³ , 70				273
425	21, 35				340
476	35, 70				377
540	14, 21				426
680	7, 14				560

¹Изготовитель — МНПЭК

²Изготовитель — ПО «Барикады»

³Изготовитель — ОАО ВЗБТ

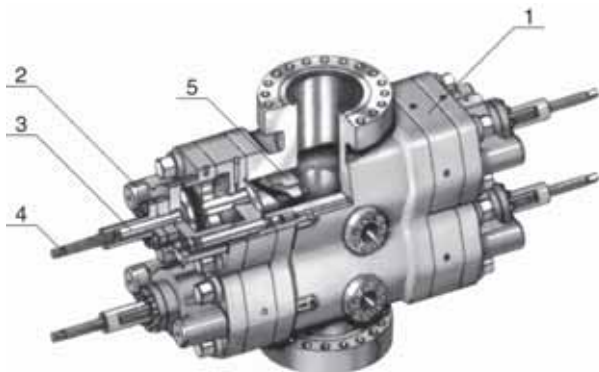
⁴Изготовитель — Пермский машиностроительный завод

Технические характеристики оборудования противовыбросового

Показатели	Типоразмер оборудования			
	ОП5-230х35-А (ТУ 3-2451-91)	ОП- 230х70-А (ТУ 3-2533-94)	ОП- 280х70-А (ТУ 3-2496-92)	ОП- 350х35 (ТУ 3661-006- 07500846-96)
1	2	3	4	5
Номер схемы обвязки оборудования по ГОСТ 13862-90	5 и 6	5, 6 и 7	5, 6 и 7	5, 6, 7 и 8
Условный диаметр прохода, мм:				
- блока превенторов	230	230	280	350
- манифольда	80	80	80	80
Рабочее давление, МПа:				
- пласечных превенторов и манифольда	35	70	70	35
- кольцевого превентора	35	35	35	35
Условный диаметр труб уплотняемый плашками превентора, мм	73 - 168	73 - 168	60,3 - 194,0	73 - 273
Номинальное рабочее давление гидроуправления превенторами, МПа	14	14	21	14 и 21

1	2	3	4	5
Температура скважинной среды, ОС	150	150	150	150
Состав комплекта ОП (шифр):				
- кольцевой превентор	ПУ1-230х35	ПУ1-230х35	ПУ2-280х35	ПУ2-350х35
- плашечный превентор	ППГ-230х35	ППГ-230х70	ППГ-280х70	ППГ-350х35
- манифольд	МПБ5-0х35	МПБ6-0х70	МПБ6-0х70	МПБ5-0х35
- гидроруправление превенторами	ГУП 14	ГУП 14	СУ 21-65	СУ 14-916
Габаритные размеры блока превенторов (длина, ширина, высота), мм	2762 х 880 х 2530	2950 х 880 х 3535	3100 х 1062 х 3222	2900 х 1250 х 3490
Масса комплекта, кг	17094	23278	37565	39900
Завод изготовитель	ОАО ВЗБТ		Пермский машзавод им. Ленина	ОАО ВЗБТ

Плашечные превенторы



Превентор плашечный

- 1 — корпус; 2 — цилиндр для смены плашек;
3 — рабочий гидроцилиндр; 4 — ручной фиксатор плашки;
5 — плашка.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

ППГ — превентор плашечный с гидроприводом;

ППР — превентор плашечный с ручным приводом;

ППС — превентор плашечный с прорезывающими плашками

Пример условного обозначения плашечного превентора с гидроприводом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2. ППГ - 350х35К2

Технические характеристики пласечных превенторов

Показатели	Типоразмер превентора						
	ППР - 180х21 (35)	ППГ - 230х35	ППГ - 230х70	ППГ - 280х70	ППГ - 350х35	ППГ - 180х70 КЗ	ППГ2 - 180х70 КЗ
Условный диаметр проходного отверстия, мм	180	230	230	280	350	180	180
Рабочее давление, МПа:							
- пробное	21 (35)	35	70	70	35	70	70
- в системе гидроуправления	42 (70)	70	105	105	70	105	105
Тип управления	ручной	гидравлический					
Условный диаметр труб уплотняемый плашками, мм	42 - 140	73 - 168	73 - 168	60 - 194	73 - 273	33 - 127	33 - 127
Нагрузка на плашки, кН (тс):							
- от массы колонны труб	560 (56)	1100 (110)	2700 (270)	2500 (250)	1600 (160)		
- выталкивающая	160 (16)	450 (45)	800 (80)	1100 (110)	560 (56)		
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	1800х540х540	2085х670х310	2630х790х405	310х660х950	2900х1250х450		
Масса, кг	1315	840	1660	5900	2700		
Завод изготовитель	ПО «Баррикады»	ОАО ВЗБТ		Пермский Машино-строительный	ОАО ВЗБТ	Воронежский механический завод	

Технические характеристики превенторов ПМТ1-125г21 и ПМТ1-156х21

Параметры и характеристики	ПМТ 2.1 125г21	ПМТ2.2 125г21	ПМТ2.3 125г21	ПМТ2.4 125г21	ПМТ1.1- 156г21	ПМТ1.2 156г21	ПМТ1.3 156г21	ПМТ1.4 156г21
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	125			156				
Рабочее давление, МПа (кгс/см2)	21 (210)							
Условный диаметр герметизируемых НКТ, мм	33, 42, 48, 60, 73, 89			33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114				
Условный диаметр НКТ герметизируемых с кабелем ЭЦН (тип кабеля)	60, 73 (КРБП)			60, 73 (КРБП)				
Допустимая осевая нагрузка (вверх, вниз) кгс (кН) на:								
- плашки	20000 (200)							
- корпуса плашек	50000 (500)							
Привод плашек	ручной							
Возможность дистанционного управления	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
Наличие и количество боковых отводов корпуса	нет	1	2	нет	нет	1	2	нет
Количество штуравлов	2	2	2	2	2	2	2	2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Количество оборотов каждого штурвала, необходимое для закрытия ПМТ	13 - 14				14 - 15			
Температура рабочей среды, °С	до + 100				до + 100			
Коррозионностойкое исполнение	Для рабочей среды с содержанием Н ₂ S - 0%. CO ₂ -6 %				Для рабочей среды с содержанием Н ₂ S - 0%. CO ₂ -6 %			
Присоединительные размеры фланцев, мм:								
- диаметр наружный					380			
- диаметр окружности расположения шпилек					317,5			
- средний диаметр канавки под уплотнительное кольцо					211,1			
- количество и диаметр отверстий (мм) под шпильки					12г32			
Центратор НКТ	Сменный для каждого типоразмера НКТ							
Габаритные размеры, мм								
- длина	1136	1136	1136	1136	1226	1226	1226	1226
- высота	460	560	560	460	490	600	600	490
- ширина	400	610	780	460	400	660	830	460
Масса, кг	220	235	240	220	265	280	285	265
Производитель	НПО «Сиббурмаш» г. Тюмень							

Выталкивающие усилия, действующие на НКТ при давлении 21 МПа.

Диаметр НКТ, мм	33	42	48	60	73	89
Масса, кг	5900	7400	9660	14700	21000	29400
Выталкивающее усилие, кгс	1800	2900	3800	6000	8800	13400

Герметизатор кабельный разъемный ГРК

Параметры и характеристики	ГРК1-125х21	ГРК1-156х21
Диаметр прохода корпуса, мм	16	
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	21 (210)	
Диаметр герметизируемого кабеля, мм	6, 9, 11, 16	
Привод	Ручной, герметизация механическая	
Коррозионностойкое исполнение	Для рабочей среды с содержанием H ₂ S - 0%. CO ₂ -6 %	
Температура рабочей среды, °C	до + 100	
Присоединительная резьба	M 150х4	M 180х4
Габаритные размеры, мм:		
длина (по рукояткам)	500	600
высота	230	210
ширина	160	190
Масса, кг	10	14

Технические характеристики сдвоенных ручных превенторов

Наименование показателя	Значение для исполнений			
	ППГ 2-150x21... 1(2,3)			ППГ2-150x35 - КН 1(2,3)
	СВ	СН	КН	
1. Условный проход, мм	150			
2. Рабочее давление, МПа	21			35
3. Нагрузка на плашки, кН	500			
4. Давление управления, МПа	не менее 5, не более 20			
5. Объем гидроцилин- дров, л	6.0 (1.5x4)			
6. Габаритные размеры, мм	1400x400x 700	1100x400x 700	1310x400x 625	1310x400x 720
7. Масса, кг	500	490	510	650

Пример обозначения превенторов:

превентор ППР(Г) 1(2,3)-150x21(35)-К(С)В(Н)1(2,3)

где:

- ППР или ППГ** — ручной или гидравлический;
1 или 2, 3 — одинарный, сдвоенный, 1 — допускается не указывать;
150 — проход в мм;
21 или 35 — рабочее давление, в МПа;
К или С — кованный или сварной корпус;
В или Н — выдвижной или не выдвижной штурвал;
1(2,3) — исполнение по коррозионной стойкости: нормальное, улучшенная и повышенная стойкость.

Рабочий интервал температур от -40°C до +100°C.

Исполнение	Рабочая среда
1	Не коррозионная — нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, промывочная жидкость и их смеси с суммарным содержанием CO_2 и H_2S по объему не более 0.003% и содержанием механических примесей до 25 мг/л, максимальный размер не более 0.1 мм.
2	Коррозионная — нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, промывочная жидкость и их смеси с суммарным содержанием CO_2 и H_2S по объему до 6% по объему каждого и содержанием механических примесей до 25 мг/л, максимальный размер не более 0.1 мм.
3	Коррозионная — нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, промывочная жидкость и их смеси с суммарным содержанием CO_2 и H_2S по объему до 15% по объему каждого и содержанием механических примесей до 25 мг/л, максимальный размер не более 0.1 мм.

Основные параметры и размеры пласечных превенторов (производство ПО «Баррикады»)

Обозначение (шифр) изделия	Условный проход, мм, дюйм	Рабочее давление, МПа (PSi)	Тип привода	Исполнение корпуса	Фланцы (приваленные торцы) по ГОСТ 28919-91, мм х МПа, (дюймы х PSI)			Наличие каналов для тепло- носителя	Высота, мм	Масса, кг
					верхний	нижний	боковой			
ППР-180х21	180 7 1/16"	21 (3000)	ручной	одинарный с нижним фланцем	180х21 7 1/16" х3000	180х21 7 1/16" х3000	-	355	490	
ППГ-180х21			гидравли- ческий	-			-	455	615	
ППР2-180х21		ручной	двойной с нижним фланцем	-			-	580	597	
		ППР-180х35	35 (5000)	ручной			одинарный с нижним фланцем	180х35 7 1/16" х5000	180х35 7 1/16" х5000	-
ППГ-180х35	180 7 1/16"	35 (5000)	гидравли- ческий	двойной с нижним фланцем	180х35 7 1/16" х5000	180х35 7 1/16" х5000	-	385	662	
ППР2-180х35			ручной				-	-	610	ИЗО
ППР2-180х35		ручной	двойной без- фланцевый				65х35 29/16х 5000	570	1330	
							180х35 29/16х 5000	570	1471	

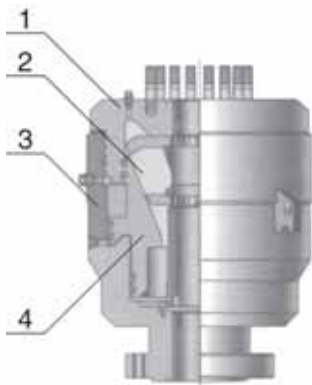
Технические характеристики превенторов производства ОАО «Завод геологоразведочного оборудования и машин» (ГРОМ) г.Тюмень.

Параметры и характеристики	ПМТР-2.1 125х35	ПМТР-2.2 125х35
1	2	3
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	125	
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	35(350)	
Условный диаметр герметизируемых НКТ	33, 42, 48, 60, 73, 89	
Допустимая осевая нагрузка на корпус плашек кгс (кН):		
от давления	28000 (280)	
от веса колонны	90000 (900)	
Привод плашек	ручной	
Наличие и количество боковых отводов корпуса	нет	2 x Ø65 мм
Количество оборотов каждого штурвала, необходимое для закрывания ПМТР	13-14	
Температура рабочей среды, С°	до + 100	
Коррозионостойкое исполнение	для рабочей среды с содержанием H ₂ S-0% и содержанием CO ₂ -6%	
*Присоединительные размеры фланцев, мм:		
диаметр наружный	395	
диаметр окружности расположения шпилек	317.5	

1	2	3
средний диаметр канавки под уплотнительное кольцо	211.1	
количество и диаметр отверстий (мм.) под шпильки	12xM39	
Центрирование НКТ	выступами на корпусах плашек	
Габаритные размеры, мм.:		
длина	1358	1358
высота	680	835
ширина	546	546
Масса, кг.	835	1065

*Для возможности установки ПМТ на оборудование с другими присоединительными размерами без использования переходных катушек, венец фланца с отверстиями под шпильки выполнен съемным, на резьбе.

Превентор универсальный кольцевой. (производство Воронежский механический завод)



1 — крышка; 2 — уплотнитель кольцевой;
3 — корпус; 4 — поршень

Кольцевой превентор обеспечивает повышенную безопасность, гибкость технологических операций, не предъявляет особых требований к обслуживанию;

- наличие только 2 движущихся деталей (поршень и уплотнение) придает изделию надежность, эффективность и снижает эксплуатационные расходы;
- давление в скважине способствует дополнительному эффективному уплотнению;
- простота конструкции облегчает при необходимости замену всех уплотнений и основных деталей;
- изготавливается в соответствии с техническими условиями API 16A;
- возможно изготовление в коррозионностойком исполнении.

Технические характеристики

Обозначение оборудования	Условн. проход, мм	Рабочее давление, МПа	Высота, мм	Масса, кг	Наличие нижн. фланца
ПУГ-180х35	180	35	1110	1900	да
ПУГ-156х21	156	21	840	1250	да
ПУГ-180х21	180	21	850	1250	да
ПУГ-280х35	280	35	1045	4500	да
ПУС-230х35	230	35	955	3160	да
ПУС-230х35	230	35	755	3100	нет
ПУС-350х35	350	35	1140	4400	да
ПУГ-425х21	425	21	1390	4900	да
ПУГ-540х21	540	21	1385	4550	да

Кольцевые превенторы

Показатели	Типоразмер превентора				
	<i>ПУ1-230х34А</i>	<i>ПУ2-280х35</i>	<i>ПУ1-350х35</i>	<i>ПУ2-350х35</i>	<i>S-179х5/10М</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
Условный диаметр проходного отверстия, мм	230	280	350	350	179
Давление, МПа:					
- рабочее	35	35	35	35	70
- пробное	70	70	70	70	105
Требуемый объем жидкости:					
- на закрытие	25		89		
- на открытие	18		74		

1	2	3	4	5	6
Тип исполнения	обычное				
Габаритные размеры,мм					
- высота	1185	1090	1580	1210	
- наружный диаметр	880	1062	1240	1250	-
Масса, кг	3000	4200	7750	6200	-
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Пермский завод им. Ленина	ПО «Бум-маш»	ОАО ВЗБТ	Воронежский механический завод

Примеры условного обозначения кольцевого превентора:

ПУ 1 - 230х35 — превентор кольцевой конструктивного исполнения 1, с диаметром прохода 230 мм, на рабочее давление 35 МПа. (1 — с конической наружной поверхностью уплотнителя; 2 — со сферической наружной поверхностью уплотнителя).

Превенторы вращающиеся

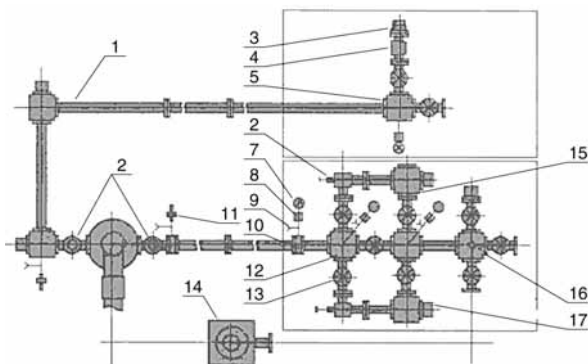
Показатели	Типоразмер роторного герметизатора			
	180х21	230х14	280х21	350х35
1	2	3	4	5
Условный диаметр прохода корпуса, мм	180	230	280	350
Условный диаметр прохода бокового отвода, мм	180	80	180	230
Диаметр прохода в съемном патроне, мм	208	208	208	208
Наружный диаметр съемного патрона, мм	442	442	442	442
Рабочее давление, Мпа:				
- при вращении патрона	3,5	3,5	3,5	3,5
- без вращение	7,0	7,0	7,0	7,0

1	2	3	4	5
Максимальная частота вращения съемного патрона, об/мин	100	100	100	100
Наружный диаметр уплотнителей для труб, мм	73, 89, 114, 127, 140			
Типоразмеры фланцев, мм х МПа:				
- нижнего	180х21	230х14	280х21	350х35
- бокового	180х21	180х21	180х21	230х14
Габаритные размеры, мм:				
- высота	1200	1200	1200	1200
- длина	730	730	730	730
- ширина	490	490	545	675
Масса, кг	960	1120	1200	1350
Завод изготовитель	ЦКБ «Титан»			

Показатели	Типоразмер вращающегося превентора			
	ПВ1-С-280х7	ПВ1-С-350х7	ПВ1-С-425х7	ПВ6-С-280х14
1	2	3	4	5
Диаметр проходного отверстия по фланцу, мм	280	350	425	280
Рабочее давление, МПа:				
- при вращении	3,5	3,5	3,5	7,0
- без вращения	7,0	7,0	7,0	14,0
Условный диаметр уплотняемых бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	60,73, 89, 114, 127, 140			114, 127

1	2	3	4	5
Габаритные размеры, мм:				
высота	695	695	695	1220
длина	775	775	775	940
ширина	475	475	475	605
Масса, кг	475	610	720	1200
Завод изготовитель	СевКавНИПИгаз			Воронежский механический завод

Манифольды противовыбросового оборудования



1 — отвод; 2 — задвижка с гидроприводом;

3 — фланец ответный; 4 — клапан обратный; 5 — тройник;

6 — дроссель с ручным приводом; 7 — манометр;

8 — разделитель сред; 9 — вентиль игольчатый;

10 — фланец инструментальный; 11 — ниппельное соединение;

12 — крестовина; 13 — задвижка с ручным приводом;

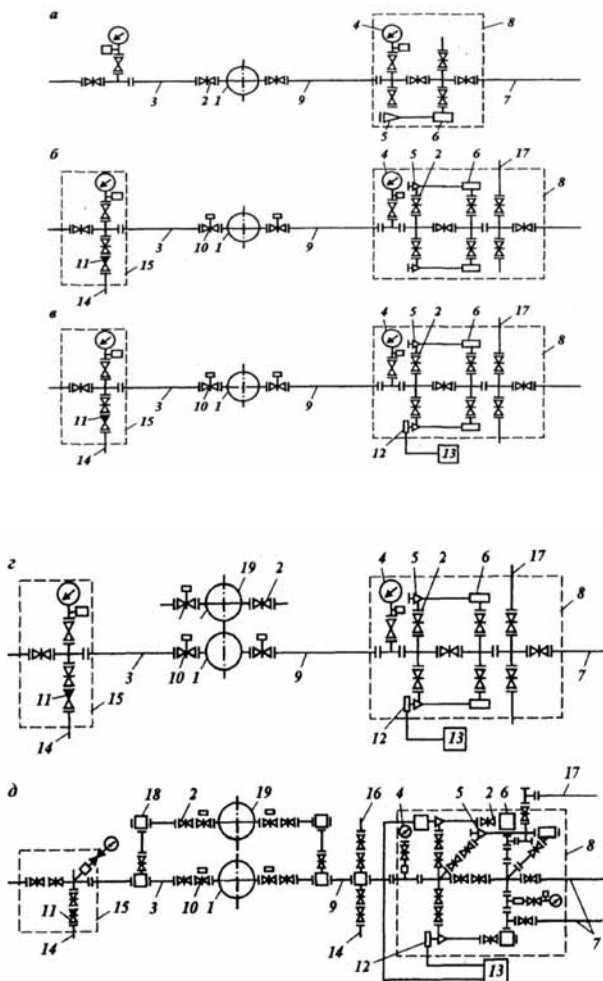
14 — сепаратор; 15 — фланец адаптерный;

16 — пробка; 17 — гаситель потоков

Показатели	Типоразмер манифольда					
	МПБ5-80х х35	МПБ6-80х х35	МПБ7-80х х35	МПБ7-80Х х70	МП05-80Х х70	МП06-80х х70
1	2	3	4	5	6	7
Условный диаметр, мм	80	80	80	80	80	80
Давление, МПа:						
- рабочее	35	35	35	70	70	70
- пробное	70	70	70	105	105	105
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси			Газ. газоконденсат с содержанием H ₂ S до 6 %, механические примеси		
Максимальная температура скважинной среды, °С	100	100	100	100	100	до 90
Тип запорного устройства	Прямоточные шибберные задвижки					
	ЗМ-80х35	ЗМ-80х35	ЗМ-80х35	ЗМ-80х70	31/16"-10М	
	ЗМ- 80Гх35	ЗМ-80Гх35	ЗМ-80Гх35	ЗМ-80Гх70	с гидроприводом 31/16" 10М ручное	

1	2	3	4	5	6	7
Типы регулирующих устройств (дооселей):						
- с ручным управлением	ДР-80х35	ДР-80х35	ДР-80х35	ДР-80х70	31/16"-10М	31/16"-10М
- с гидроуправлением (с пульта ПДР1 или ПДР2)	—	—	ДРГ-80х35	ДРГ-80х70	—	31/16"-10М
Масса (без сепаратора), кг	8628	9003	9650	14250		
Завод-изготовитель	ОАО «ВЗБТ»			Воронежский механический завод		

М — манифольд; П — противовыбросовый; Б — для бурения (буровой); 3-10 — номер схемы по ГОСТ 13862-90; 80 — условный диаметр прохода трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм.



Схемы обвязки манифольдов противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90:

- а — на давление до 14 МПа для ОП с ручным управлением;
- б — на давление до 35 МПа для ОП с гидроуправлением;
- в — на давление 35-70 МПа для ОП с гидроуправлением;
- г — на давление 35 и 70 МПа для ОП с гидроуправлением и двумя крестовинами в превенторном блоке;
- д — на давление 35-105 МПа для ОП с гидроуправлением и в коррозионностойком исполнении;
- 1 — блок превенторов (устье скважины);
- 2 — задвижка с ручным управлением;
- 3 — линия глушения;
- 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред;
- 5 — дроссель регулируемый с ручным управлением;
- 6 — гаситель потока;
- 7 — прямой сброс;
- 8 — блок дросселирования;
- 9 — линия дросселирования;
- 10 — задвижка с гидроуправлением;
- 11 — обратный клапан;
- 12 — дроссель регулируемый с гидроуправлением;
- 13 — пульт управления дросселем;
- 14 — отвод к буровому насосу или насосному агрегату;
- 15 — блок глушения;
- 16 — отвод к системе пластоиспытания в процессе бурения;
- 17 — отвод к сепаратору или трапно-факельной установке;
- 18 — кованый тройник;
- 19 — верхняя крестовина блока превенторов. Штуцеры угловые (дроссели) предназначены для регулирования режима эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Дроссели регулируемые с ручным управлением позволяют осуществлять плавное регулирование режима эксплуатации скважины.

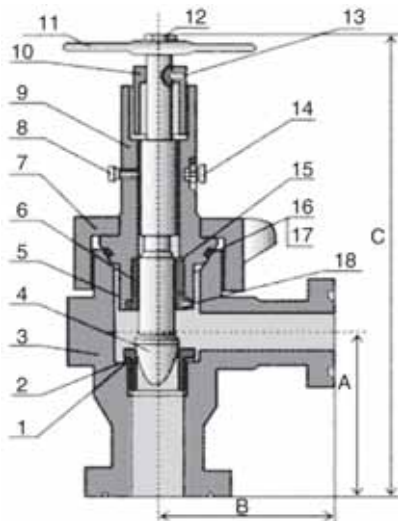
Штуцеры угловые (дроссели)

Штуцеры угловые (дроссели) предназначены для регулирования режима эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Дроссели регулируемые с ручным управлением позволяют осуществлять плавное регулирование режима эксплуатации скважины.

Дроссели соответствуют техническим условиям API 6A.

Дроссели рекомендуется применять при эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин с рабочим давлением 70 МПа и более.

В дросселях установлены опорные подшипники для обеспечения низкого крутящего момента на ручке и снятия осевой нагрузки на резьбовую пару.



Дроссель типа ДР

- 1 — кольцо; 2 — седло; 3 — корпус; 4 — игла; 5 — втулка;
 6 — пакет уплотнения; 7 — гайка; 8, 12 — болт;
 9 — корпус иглы; 10 — стакан; 11 — ручка; 13, 18 — винт;
 14 — масленка; 15 — шайба; 16, 17 — кольцо

Технические характеристики дросселей

Условное обозначение дросселя (тип)	Ду, дюйм	Рр, psi	Класс материала	Температура, °С	Габаритные размеры, АхВхС, мм
1	2	3	4	5	6
ДР-50х21К2	2 1/16	3000	BB	-46...+100	298х225х805
ДР-50х35К2	2 1/16	5000	BB	-46...+100	-"
ДР-50х70К3	2 1/16	10000	FF	-46...+100	-"
ДР-50х70К2	2 1/16	10000	AA	-46...+100	-"
ДР-50х105К3	2 1/16	15000	FF	-46...+100	298х225х652
ДР-65х14К1	2 9/16	2000	AA	-60...+100	298х225х790
ДР-65х35К2	2 9/16	5000	FF	-46...+100	-"
ДР-65х35К1	2 9/16	5000	AA	-60...+100	-"
ДР-65х35К3	2 9/16	5000	DD	-46...+100	-"
ДР-65х70К2	2 9/16	10000	AA	-46...+100	-"
ДР-65х70К1	2 9/16	10000	AA	-60...+100	-"
ДР-65х105К1	2 9/16	15000	AA	-46...+100	-"
ДР-80х21К2	3 1/8	3000	BB	-46...+100	-"
ДР-80х35К2	3 1/8	5000	BB	-46...+100	-"
ДР-80х105К3	3 1/16	15000	FF	-46...+100	298х263х652
ДР-100х21К	4 1/16	3000	AA	-60...+100	296х264х885
ДР-100х35К1	4 1/16	5000	AA	-60...+100	296х264х885
ДРП-50х105К3	2 1/16	15000	FF	-46...+100	298х225х880
ДРП-65х70К3	2 9/16	10000	FF	-46...+100	298х225х885
ДРП-80х105К3	3 1/16	15000	FF	-46...+100	298х263х885
ДРП-150х21К1	7 1/16	3000	AA	-46...+100	320х290х880
ДРП-65х105К1	2 9/16	15000	BB	-46...+100	298х225х885
ДРТ-80х70К	3 1/16	10000	BB	-60...+90	298х263х800

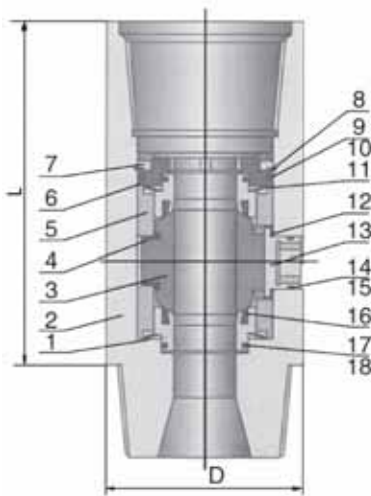
Краны устьевые

Предназначен для оперативного перекрытия трубного канала бурильной колонны с целью исключения возможности возникновения открытого фонтанирования потока рабочей среды из скважины, а также для работ по их ликвидации.

Диапазон рабочих температур — от -60 до $+100$ °С.

Рабочая среда — буровой раствор, пластовая вода, промышленная жидкость, газ, газоконденсат, нефть или их смеси.

Класс герметичности по ГОСТ 9544-93 — А.



- 1 — седла; 2 — корпус; 3 — затвор шаровой; 4, 6, 12 — втулка;
5 — опора; 7 — гайка; 8 — кольцо разрезное;
9, 17 — кольцо защитное; 10, 15, 18 — кольца; 11 — пружина;
13 — шпindel; 14, 16 — манжета

Технические характеристики кранов устьевых

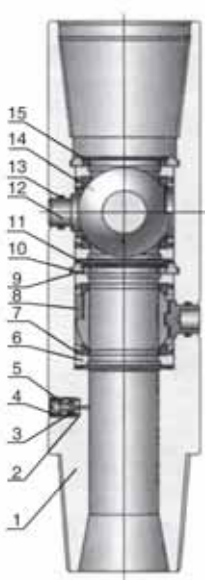
Условное обозначение	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр трубы	Присоединительные размеры	Диаметр проходного сечения, мм	Габаритные размеры		Масса, кг
					D	L	
KY.102.035	35	102	НК102ГОСТ633-80	50	121	340	18
KY.114.035	35	114	НК114ГОСТ633-80	50	132	345	24
KY.89.035	35	89	НК89ГОСТ633-80	36	107	360	19
KY.73.035	35	73	НК73ГОСТ633-80	36	89	295	10
KY.60.035	35	60	НК60ГОСТ633-80	25	73	270	7
KY.102.070	70	102	НК102ГОСТ633-80	50	121	340	18
KY.114.070	70	114	НК114ГОСТ633-80	50	132	345	24
KY.89.070	70	89	НК89ГОСТ633-80	36	107	360	19
KY.73.070	70	73	НК73ГОСТ633-80	36	89	295	10
KY.60.070	70	60	НК60ГОСТ633-80	25	73	270	7

Место установки крана в компоновке НКТ под ведущей трубой или вертлюгом.

Кран устьевой шаровый с двумя запорными органами и узлом замера давления КУ-2ШД-155

Предназначен для оперативного перекрытия трубного канала бурильной колонны (НКТ) с целью исключения возможности возникновения открытого фонтанирования пластового флюида, а также контроля величины избыточного давления в трубном канале бурильной колонны.

Место установки крана — в составе бурильной колонны на устье скважины.



- 1 — корпус; 2 — кольцо; 3 — втулка; 4 — гайка; 5 — клапан;
6 — седло; 7 — уплотнение; 8 — упор; 9 — кольцо;
10 — сектор; 11 — пружина; 12 — шпindelь;
13 — уплотнение; 14 — шар; 15 — кольцо

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	62
Наружный диаметр, мм	155
Условное рабочее давление, МПа	35
Пробное давление, МПа	70
Рабочая среда	буровой раствор, пластовая вода, газ, газовый конденсат, нефть или их смеси
Класс герметичности затвора (по ГОСТ 9544-93)	A
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч (циклов)	100
Длина, мм	600
Масса, кг	55
Присоединительные резьбы (по ГОСТ 5286-75)	3-133

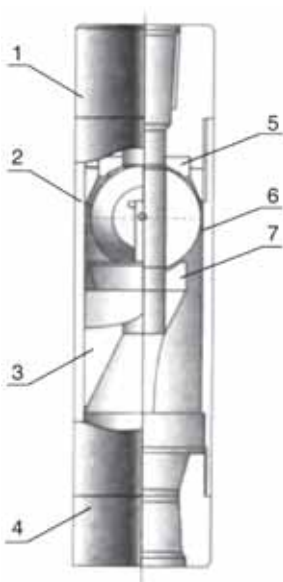
Глубинный предохранительный клапан-отсекатель с автономным приводом типа КОП-73.

Предназначен для оперативного перекрытия трубного канала лифтовой колонны с целью исключения возникновения открытого фонтанирования пластового флюида.

Место установки клапана-отсекателя — в составе лифтовой колонны.

Климатическое исполнение — УХЛ1, группа условий эксплуатации 5 по ГОСТ 15150-69.

Конструктивная особенность — возможность настройки перекрывающего устройства (шара) на различные условия эксплуатации (аварийные давления).

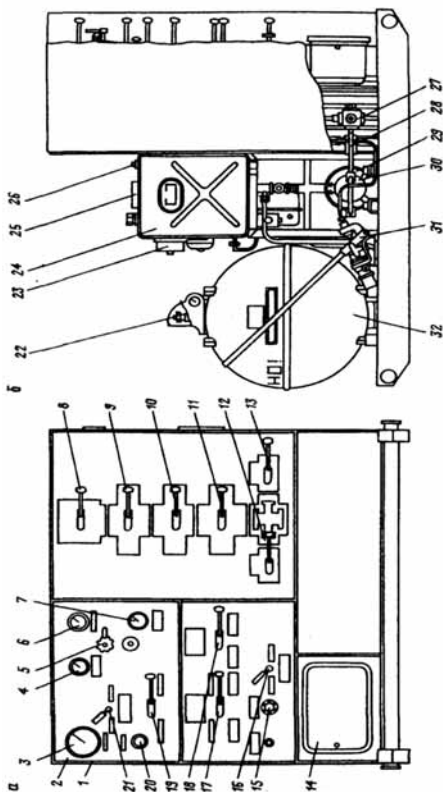


1 — гайка верхняя; 2 — корпус; 3 — втулка;
4 — гайка нижняя; 5 — вкладыш; 6 — клапан; 7 — опора

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Рабочее давление, МПа	35
Пробное давление, МПа	70
Класс герметичности затвора при рабочем давлении (ГОСТ 9544-93)	A
Средняя наработка на отказ, циклов	100
Срок службы, лет	10
Рабочая среда	газ, конденсат, нефть, пластовая вода или их смеси
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	62
Присоединительные резьбы (ГОСТ 633-80)	НКТ-73
Габаритные размеры, мм:	
длина	650
диаметр	114
Масса, кг	25

Станция гидроуправления ГУП 14 ОАО «ВЗБТ»



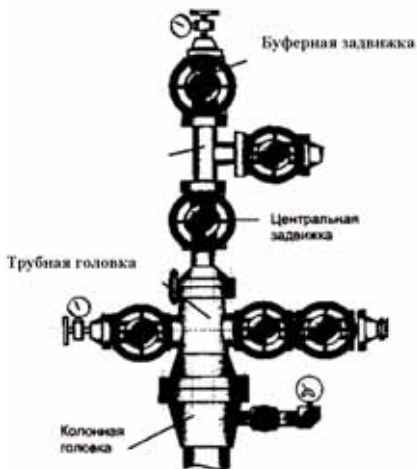
- а — пульт основной; б — гидроаккумуляторная станция с основным пультом; / - корпус;
 2 — панель приборов; 3, 4, 6, 7 — манометры; 5 — клапан редукционный; 8-13/17-19 — рукоятки управления;
 14 — электрооборудование; 15 — вентиль; 16, 21 — блок кранов; 20 — выключатель; 22 — вентиль;
 23 — звонок громкого боя; 24 — бак масляный; 25 — заливная горловина;
 26 — шуп; 27 — клапан предохранительный; 28 — обратный клапан; 29 — электродвигатель;
 30 — насос аксиально-поршневой; 31 — насос ручной; 32 — пневмогидроаккумулятор

Технические характеристики

Показатели	Типоразмер станции гидроуправления				
	ГУП-14	СУ2 1-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ 25-1250-ОП10с
1	2	3	4	5	6
Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа	14,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество точек управления, шт	6	8	8	8	8
Вместимость масляного бака, л	402	1500	1500	1400	1400
Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа	7,5	10,0	10,0	10,0	10,0
Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении, л	212	340	470	755	750
Тип основного насоса	Аксиально-поршневой	Плунжерный			
Тип привода вспомогательного насоса	Ручной	Пневматический			
Количество регулирующих клапанов, шт	1	2	2	2	2

1	2	3	4	5	6
Мощность электропривода основного насоса, кВт	11,0	34,0	34,0	34,0	17,0
Производительность основного насоса, л/мин	17,1 и 50,0	Н.Д	Н.Д	Н.Д	Н.Д
Габаритные размеры (длина. ширина. высота), мм					
основного пульта и насосной аккумуляторной станции	2090x1490x1770	4500x2100x2700	4500x2100x2700	4500x2100x2700	4650x2100x2660
вспомогательного пульта	440x1030x1883	760x410x200	760x410x200	760x410x200	570x180x730
Масса, кг: основного пульта и насосной аккумуляторной станции	1530	5450	6000	7500	5700
вспомогательного пульта	194	25	30	30	27,5
комплекта трубопроводов длиной 30 м	Н.Д	3500	3500	3500	3132
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Воткинский завод			ЦКБ "Титан"

Характеристики фонтанной арматуры



Общий вид типовой фонтанной арматуры

Основные параметры фонтанных арматур (по ГОСТ 13846-89)

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
Ствола елки	Боковых отводов елки	Боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105
65	50, 65	50, 65	
80	50, 65, 80		14, 21, 35, 70, 105, 140
100	65, 80, 100		
150	100		21

Фонтанная арматура с проходными пробковыми кранами	Габаритные размеры, мм		Масса арматуры в собранном виде, кг
	Длина	высота	
АФК1-65г14	1710	1750	660
АФК1-65г14	1300	1755	660
АФК19-65г14	1350	1765	625
АФК19-65г14	945	1810	625
АФК3-65г14	1710	2445	870
АФК3-65г14	1300	2465	870
АФК5-65г14	1720	1770	762
АФК3-65г14	1300	1755	762

Примечание: ширина (мм) для всей арматуры составляет 430 мм.

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
	Длина	ширина	высота	
АФК1-65г21	1360	790	1560	807
АФК2-65г21	1360	790	1920	880
АФК3-65г21	1360	790	2050	1023
АФК3а-65г21	1360	790	2545	1287
АФК1-65г35	1350	760	1875	1060
АФК3-65г35	1350	760	2585	1322
АФК3а-65г35	1350	760	3135	1670
АФК6-80/65г35ХЛ	2510	885	2620	1810
АФ6В-80/65г35К2	2315	1180	2755	2537
АФК6-100г21ХЛ	3570	1120	3120	2926
АФК6В-100г21К2И	3570	1120	3120	2926
АФК6-100г35ХЛ	3540	1130	2945	3645
АФК6-100г35К1	3540	1130	2945	3645
АФК6В-100г35К2	3540	1400	2945	4955
АФК6В-100г35К2И	3540	1400	2945	4955
АФК6В-150/100г21ХЛ	3650	1485	2900	3555

Пример обозначения фонтанной арматуры:

Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 70 МПа .

АФ6А-80/65х70 ГОСТ 13846-89

Основные параметры нагнетательных арматур (по ГОСТ 13846-89)

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
Ствола елки	Боковых отводов елки	Боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35
65	50, 65	50, 65	
80	65, 80		21, 35

Пример обозначения нагнетательной арматуры:

Нагнетательная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в переводнике к трубной головке, выполненной по типовой схеме 1, с ручным управлением, с условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 21 МПа .

АНК1-65х21 ГОСТ 13846-89

Конструкция устьевой арматуры должна обеспечивать полную герметичность по отношению к окружающей среде

Конструкция корпусных деталей устьевой арматуры должна обеспечивать возможность их опрессовки пробным давлением приведенным ниже в таблице.

Рабочее давление Р _р , МПа	14	21	35	70	105	140
Пробное давление, Р _{пр} , МПа	2 Р _р			1,5 Р _р		

Раздел 13

Испытание обсадных колонн на герметичность

Порядок и условия проведения испытаний на герметичность обсадных труб и колонн в скважине предусматриваются «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность», Москва, 1999г.

Основные цели испытания обсадных труб и колонн на герметичность:

- проверка прочности спущенных обсадных колонн;
- проверка качества и надёжности обсадных колонн;
- повышение противоаварийной устойчивости производственных объектов.

Испытанию на герметичность подлежат:

- все кондуктора и технические колонны, несущие противовыбросовое оборудование подвергаются испытанию на герметичность и проверке качества цементирования под башмаком. Необходимость и режим испытания кондукторов и технических колонн, на которых не предусмотрена установка противовыбросового оборудования, устанавливается буровыми предприятиями по согласованию с заказчиком.
- эксплуатационные колонны после первичного и ремонтного цементирования, других ремонтных работ в колонне, установки цементных мостов для изоляции опробованных (выработанных) горизонтов.

Перед испытанием на герметичность обсадных колонн и качества их цементирования должна быть произведена проверка расположения цемента в затрубном пространстве и характера сцепления цементного камня с обсадной колонной.

Испытания обсадных колонн должны обеспечить проверку:

- герметичности цементного кольца у башмака кондуктора или технической колонны;
- герметичности обсадных колонн во всём диапазоне интервалов, где возможно возникновение избыточных внутренних давлений в процессе освоения, эксплуатации или аварийных ситуаций;
- герметичности эксплуатационной колонны при воздействии внешнего давления для скважин, где исключена возможность избыточного давления на устье.

При испытании обсадных колонн должны выполняться следующие требования:

- в процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины;
- межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей обсадной колонны;
- обсадные трубы эксплуатационных колонн, а также кондукторов и технические колонн, несущих противовыбросовое оборудование, подвергаются предварительному гидроиспытанию с выдержкой не менее 30 с при внутреннем давлении, превышающем не менее чем на 5% внутренне избыточное давление, действующее на трубы колоны при испытании их в скважине;
- испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от устья до глубины 20—25 м, а в остальной части — буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси;
- после разбуривания цементного стакана и выхода из башмака кондуктора на 1,0—3,0 м или перед вскрытием продуктивного пласта кондуктор или промежуточная колона вместе с установленным на них противовыбросовым оборудованием для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах подвергаются повторной опрессовке при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды с подъёмом её в башмак на 10—20 м;
- эксплуатационные колонны испытываются на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную);

- в скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти;
- испытание колонны опрессовкой производится с использованием технических средств, обеспечивающих плавный подъём давления.

Обсадные колонны считаются герметичными, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем, на 0,5 МПа (5,0 кгс/см²).

Во всех случаях давления испытания обсадных колонн и труб не должно быть меньше величин, указанных в таблице

Минимально необходимое давление при испытании колонн

Минимально необходимое давление, (не менее), МПа	Наружный диаметр колонны, мм						
	377- 508	273- 351	219- 245	178- 194	168	140- 146	114- 127
Внутреннее давление на устье при испытании и верхней секции колонны, РОПу	6,5	7,5	9,0	9,5	11,5	12,5	15,0
Давление опрессовки (гидроиспытания) труб на поверхности, Ропт	7,0	8,0	9,5	11,0	12,0	13,5	16,0

Испытание эксплуатационной колонны снижением в ней уровня производится после испытания внутренним давлением.

При испытании колонн способом снижения уровня последний должен быть снижен до величин не менее, указанных в таблице.

Величины снижения уровня

Глубина положения искусственного забоя, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	более 2000
Снижение уровня не менее, м	400	500	650	800	1000

При испытании колонн способом снижения уровня последний должен быть снижен до:

- величин не менее указанных в таблице;
- уровня на 40—50 м ниже того, при котором предполагается вызов притока из объекта, подлежащего опробованию или эксплуатации;
- во всех случаях снижение уровня не должно превышать значения, при котором гидростатическое давление жидкости в колонне вызывает избыточное наружное давление на нее выше величин, предельно допустимых на смятие;
- снижение уровня жидкости производится любым технологическим способом, отвечающим «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03.

При испытании способом снижения уровня колонна считается герметичной в том случае, если повышение уровня, сниженного до требуемой величины, за 8 ч наблюдения не превысит значений, указанных ниже в таблице.

Допустимые величины подъема уровня

Снижение уровня на глубину, м	Соответствующий ему подъем уровня за 8 ч не более (м) при наружном диаметре колонны, мм	
	114-219	более 219
до 400	0,8	0,5
400—600	1,1	0,8
600—800	1,4	1,1
800—1000	1,7	1,3
более 1000	2,0	1,5

Замеры уровня должны производиться – первый через 3 ч после снижения, второй и третий – через 2 ч после предыдущего и последний через 8 ч.

В случае если уровень в течение 8 ч поднимается на величину, большую, чем указано в табл., производится повторный замер в течение 8 ч. Если при повторном замере уровень поднимается также больше нормы, колонна признается негерметичной, и производятся работы по поиску и устранению дефектов.

Раздел 14

Вторичное вскрытие продуктивных пластов

Шифр перфоратора	Масса БВ, г	Средний диаметр входного отверстия, мм	Наибольшая длина пробиваемого канала, мм	Фазировка зарядов, град.	Плотность отв/м	Минимально (максимально) допустимое давление, МПа	Максимальная температура, °С	Наружный диаметр БВ, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЗПК - 105 - 7	22	9	215	90	10	50	100	105
ЗПК-105С	22	10,4	550	90	10(12)	50	150	105
ЗПК-105У	21,5	10,4	450	90	10	50	160	105
ЗПК-105ДН	22,7	10	550	90	10	50	150	105
ЗПК-105ДН-01	22,7	10	750	90	10	50	150	105
ЗПК-105АТ	21			90	10	50	150	105
ЗПКО - 89 С	32	11,5	655	90	14	16/80	150	89
ЗПКО - 89	22	14	200	180	10(6.65)	20/80	150	89
ЗПКО - 89 СМ	22	9,5	600	60	18	16/80	150	89

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЗПКО - 89 ДН	22,7	10,4	531	60	10-19	16/80	150	89
ЗПКО-89 ДН-01	22,7	10	750	60	10-19	16/80	150	89
ЗПКО-102ДН	32	13,2	752	60	12	10/80	150	102
'ЗПКО-1 02 ДН-01	32	10	1000	60	12	10/80	150	102
Link1, 11/16	10,25	7,1	255	90	10	5/140	165	43
Link 2, 1/8	13	7,6	359	90	10	5/140	165	54
ПКС - 80	22	8	165	180	10	5/80	150	80
Strip 1 11/16	10,25	7,6	311	0	10-20	5/140	250	42
Strip 2,1/8	13	7,9	486	0	10-20	5/140	250	54
ПРК-42С	12	6	311	0	12	5/100	150	42
ПРК - 54 С	13	8	487	0	12	5/100	150	54
ПР-43	13,5	8	110	90	10	5/80	150	43
ПР-54	22,5	10	150	90	10	5/80	150	54

Технические характеристики щелевых перфораторов

Наименование основных параметров	Шифр перфоратора		
	ПГМЩ-140	ПГМЩ-146	ПГМЩ-168
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	146	168
Наружный диаметр перфоратора, мм	110	115	135
Гарантированная суммарная длина щели за 1 спуск, м	30		
Ширина щели, мм	10—12		
Выход накатного диска за эксплуатационную колонну, мм	20—25		
Радиус проникновения при гидромониторной обработке, м	0,5—1,5		
Жидкость вскрытия	Техническая вода, нефть и др.		
Максимальная кривизна ствола скважины, град.	80		
Количество режущих дисков	1—2		
Максимальное давление в НКТ, МПа	15		
Продолжительность перфорации и гидромониторной обработки 1 метра, мин.	40—60		

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см ³	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные			
ПК	80—105	≤1,3	13
		≤1,5	15
		>1,5	22
ПКО, ПКOT	73—89	≤1,5	23
		>1,5	25
ПКСУЛ, ПКС	80—105	≤1,5	13
		>1,5	22
ПР	43—54	<1,0	7-8
КПРУ		>1,0	11
Пулевые ПВКТ, ПВТ	70—73	0,8—2,3	23
Гидропескоструйные			
АП-6М100	100	0,8—2,3	10
АП-6М80	80	0,8—2,3	10

Кислотные перфорационные среды

Кислотные перфорационные среды готовятся на основе реагентов типа СПК (состав перфорационный кислый) и калий-натриевого состава «Лиман-800».

СПК — реагенты на основе ортофосфорной кислоты.

Требования к реагентам СПК

Наименование показателя	Значение показателя	
	СПК-150	СПК-350
Внешний вид	Вязкая жидкость от светло-коричневого до бурого цвета. Допускается присутствие мелко-дисперсной взвеси.	
Массовая доля ортофосфорной кислоты (H_3PO_4) по ГОСТ 10678-76, %	20—33	50—63
Водородный показатель pH 1%-го водного раствора (% мас.), не более	4	3
Поверхностное натяжение 3,5%-го водного раствора (% мас.) на границе с керосином, мН/м, не более	12	7
Плотность, кг/м ³	Определяется, но не нормируется	

«Лиман-800» молотая природная калийная соль, обработанная ингибиторами солеотложения. Производится по ТУ 2111-003-05778557-2000.

Физико-химическим показатели «Лиман-800»

Наименование показателя	Норма
Внешний вид	Кристаллы розового цвета с сероватым оттенком
Массовая доля хлористого калия, %, не менее	20
Массовая доля нерастворимого в воде остатка, %, не более	3

Для приготовления жидкости глушения — ПАКР (поверхностно активный кислотный раствор) используется агрегат ЦА-320М, в мерниках которого путём гидравлического перемешивания водного раствора «Лиман-800» и реагента СПК -150(350) получают поверхностно активный кислотный раствор.

Расход химреагентов для приготовления жидкостей глушения

Наименование химреагента	Назначение получаемой жидкости	Расход химреагентов для приготовления 1 м ³ жидкости, тн
СПК-350	Кислотно-перфорационная среда (КПС) на основе водного раствора сильвинита молотого «Лиман-800»	0,050
СПК-150	Поверхностно-активный кислотный раствор (ПАКР) для глушения скважины на основе водного раствора сильвинита молотого «Лиман-800»	0,015

Жидкости типа СНПХ-3100.

Физико-химические свойства модификаций СНПХ-3100

Показатели	СНПХ-3110	СНПХ-3120	СНПХ-3130
Плотность при 20 °С, г/см ³ Температура застывания, °С Вязкость, мм ² /с, не выше	1,36 -25 50	1,25 -35 40	1,30 -30 50
Относительная фильтруемость в сравнении с раствором хлорида кальция плотностью 1,30 г/см ³	0,005	0,004	0,005

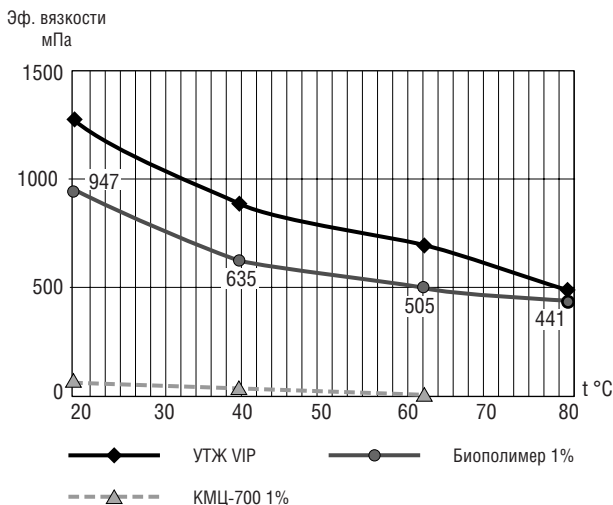
Примечание. Водородный показатель pH = 6/7.

Основные физико-химические свойства УТЖ VIP и загущенного раствора хлористого калия

Характеристика	Значение	
	УТЖ VIP	Загущенный р-р KCl
1	2	3
Плотность, г/см ³	0,80 — 1,20	1,03
Тип жидкости	углеводородная (загущенная нефть)	водный раствор
Вязкость условная при истечении 500 см ³ , с	200	24
Вязкость пластическая при 20°С, мПа·с	50	8
Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига 9 с-1		
при t=20°С	900	0
при t=80°С	400 (3200)	0

1	2	3
Динамическое напряжение сдвига, дПа	120	12
Статическое напряжение сдвига, дПа		
через 1 мин	100	0
через 10 мин	125	0
Фильтрация, см ³	1—2 за 30 мин	40 за 10 секунд
Термостабильность, °С	120	—

Изменение эффективной вязкости жидкости VIP от температуры при скорости сдвига 9 с⁻¹



Раздел 15

Вывоз притока

Выбор способа вызова притока

Вызов притока из пласта достигается во всех случаях путем снижения забойного давления одним из методов, указанных в таблице 3. Забойное давление снижается до получения притока либо до достижения допустимой депрессии на пласт. Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубины скважины, пластового давления, технического состояния скважины, наличия оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

- заменой бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $0,5 \text{ г/см}^3$);
- заменой бурового раствора водой;
- снижением уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание);
- использованием струйных насосов;
- использованием азрированных жидкостей и пенных систем;
- промывкой скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

Результативность при вызове притока зависит от эффективности разрушения блокады в ПЗП. Вид блокады характеризует степень ущерба для реактивного пласта и определяет эффективное воздействие, обеспечивающее прорыв этой блокады и восстановление продуктивности скважины (пласта). Приведенные в таблице 1 категории блокады ПЗП классифицированы по степени загрязнения с учетом процессов, происходящих с той или иной интенсивностью в ПЗП при вскрытии пласта бурением.

Эти процессы неравнозначны и оценить степень влияния их на фильтрационные характеристики пласта можно лишь при учете реальных горно-геологических условий. В таблице 2 процессы, происходящие в ПЗП, систематизированы по признакам воздействия. Движущей силой приведенных в таблице

2 процессов являются: перепады давления на пласт и интенсивность их приложения; разность забойной и пластовой температур;

результатирующее давление физико-химических процессов, которые определяются наличием контракционного градиента, градиента напряжения смачиваемости, электродвижущими силами и т.д. Воздействие на ПЗП приводит к снижению подвижности агентов, насыщающих эту зону, к изменению структуры и объема фильтрующего пространства, что в конечном счете снижает продуктивность пласта.

Классификация блокад ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Таблица 1

Категория блокады	Характеристика блокады	Признаки, определяющие блокаду	Воздействие, обеспечивающее прорыв блокады
1	2	3	4
I	Проникновение не изменяет фазовой проницаемости в ПЗП	Нормированная репрессия. Оптимальный состав депрессионной среды бурового раствора. Высокая подвижность пластовых агентов и флюидов. Низкая активность физико-химических процессов в ПЗП	Одноцикловое приложение депрессии при ее оптимальной скорости
II	Блокада фильтратом бурового раствора (снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая продолжительность от момента вскрытия пласта до вызова притока. Повышенная репрессия. Интенсивная прямоточная капиллярная пропитка, осмотические перетоки в пласт. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Фазовые переходы в ПЗП	Одноцикловое или поэтапное снижение депрессии с оптимальной интенсивностью; предварительное воздействие с целью сократить зоны проникновения

1	2	3	4
III	Блокада твердой фазой бурового раствора при несущественном проникновении фильтрата, (изменение структуры фильтрующего пространства)	Низкая проницаемость фильтрационной корки. Высокое содержание в буровом растворе коллоидной глины и барита. Сравнительно высокая вязкость фильтрата	Импульсное приложение максимальной по величине депрессии
IV	Блокада вердой фазой и фильтратом раствора (изменение объема и структуры пространства, снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая репрессия. Высокое содержание в растворе адгезионно-активной фазы и адсорбционно-активных реагентов. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Гидрофилизация ПЗП и набухание глинистого цемента	Многоцикловое приложение оптимальной по величине депрессии; предварительное воздействие с целью интенсификации притока
V	Блокада буровым раствором трещин и перфорационных каналов	Гидроразрыв ПЗП и поглощение бурового раствора. Высокая прочность в структуре раствора	Гидровибровоздействие или многоцикловое воздействие с применением оптимальной депрессии при максимальной скорости

Причины изменения продуктивности ПЗП

Таблица 2

Признак воздействия на ПЗП	Процессы в призабойной зоне продуктивного пласта	Причины блокады ПЗП
1	2	3
Термодинамическая неуравновешенность пластовых и забойных условий	Изменение свойств пластовых флюидов соответственно забойным условиям. Выделение газа из нефти. Конденсирование новообразований.	Снижение подвижности пластовых флюидов. Снижение подвижности фаз ПЗП без изменения объема и структуры фильтрующего пространства.

1	2	3
Проникновение дисперсной среды буровых растворов в ПЗП через фильтрационную корку ¹	Растворение газа в фильтрате. Высаливание и комплексообразование. Перераспределение водонасыщенности. Образование эмульсии и газовых депрессий. Набухание гидратирующих минералов. Донасыщение поверхности фильтрующих каналов водной фазой. Гидрофилизация поверхности фильтрующих каналов. Адсорбция асфальтосмолистых компонентов пластовых нефтей. Адсорбция химических реагентов из фильтратов буровых растворов. Адгезия сконденсированной в пла-	Снижение подвижности фаз ПЗП и снижение эффективного радиуса (объема) фильтрационных каналов
Проникновение тонкодисперсной фазы в ПЗП растворов ¹	Адгезия твердой фазы буровых растворов на поверхности фильтрующих каналов. Частичная или полная закупорка фильтрующих каналов	Изменение структуры фильтрующего пространства (перераспределение пор по размерам)
Проникновение бурового раствора в ПЗП ¹	Структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора. Формирование внутренней фильтрационной корки на проницаемых стенках каналов и трещин.	Заполнение перфорационных и фильтрующих каналов и трещин загустевающей со временем суспензией
Высокое напряжение на скелет породы ²	Образование и деформация трещин. Разрушение скелета породы	Разрушение структуры фильтрующего пространства

¹Формирование зоны проникновения.

²Деформация породы.

Воздействие на ПЗП приводит к снижению подвижности агентов, насыщающих эту зону, к изменению структуры и объема фильтрующего пространства, что в конечном счете снижает продуктивность пласта.

Изменение структуры фильтрующего пространства характеризуется перераспределением размеров пор за счет физического проникновения дисперсной фазы буровых растворов. Это проникновение определяется соотношением размеров частиц твердой фазы и пор и характерно для поверхностных участков ствола, где происходит интенсивная кольматация с перераспределением пор по размерам. Относительно более равномерное изменение объема фильтрующего пространства происходит в результате набухания, формирования или размывания адсорбционных и гидратных пленок на поверхности пор. Существенное влияние на подвижность углеводородов в зоне проникновения оказывает перераспределение водо-нефтегазонасыщенности и наличие внесенных или сконденсированных в пластовых условиях веществ, находящихся во взвешенном состоянии. Снижение подвижности жидких углеводородов в ПЗП за зоной проникновения происходит при снижении температуры и давления в околоскважинном пространстве при циркуляции бурового раствора за счет фазовых переходов (выделение твердых или газообразных компонентов). Разрушение или деформация проницаемого пространства, которые возможны как при вскрытии пласта бурением, так и при вызове притока из него, определяются уровнем значений репрессий и депрессий на пласт.

Способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП
(по В.М. Подгорнову)

Таблица 3

Способы вызова и интенсификации притока	Категория блокады ПЗП, разрушаемой при применении способа
Замена раствора на более легкий раствор	I; II
Замена на азираторные растворы	I; II
Использование струйных насосов	I; II; IV
Поршневание (свабивание)	I; II
Вытеснение раствора газом	II; IV
Нагнетание газовых пачек	II; IV
Использование пусковых отверстий	I; II
С помощью испытателя пластов	III
Метод мгновенных глубоких депрессий	III
Метод переменных давлений	III; IV; V
Метод плавного снижения и мгновенного увеличения депрессии	III; IV
Вибровоздействие	II; IV; V

Технология вызова из продуктивных пластов притока должна учитывать категорию блокады ПЗП. В таблице 3 приведены рекомендуемые способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП.

Выбор величины депрессии на пласт

Величина депрессии при вызове притока ограничена следующими требованиями:

А. Градиент давления b на цементную оболочку обсадной колонны со стороны водоносных пропластков или подошвен-

ных вод не должен превышать 2 МПа. Тогда депрессия на пласт определится формулой

$$p_1 \leq p_{пл} - (p_{пл} - \alpha h)$$

где:

$p_{пл}$ — давление в водоносном пласте или на ВНК, МПа;
 h — высота качественной цементной оболочки между водоносным пропластком или ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м.

Б. Перепад давлений на эксплуатационной колонне не должен превышать установленного требованиями проектных и нормативных документов.

В. Устойчивость призабойной зоны пласта обеспечивается при выполнении соотношения

$$p_2 \leq \sigma_{пл} - 2(\xi p_r - p_{пл}),$$

где:

$\sigma_{сж}$ — предел прочности породы пласта на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа;
 p_r — вертикальное горное давление, МПа;
 ξ — коэффициент бокового распора.

Горные давления определяются средней плотностью вышележащих пород $\rho_{ср}$ (г/см³) с учетом содержащихся в них жидкостей:

$$p_r = 0,01 \rho_{ср} H,$$

где:

H — глубина залегания пласта, м.

Коэффициент бокового распора определяется через коэффициент Пуассона ν :

$$\xi = \frac{\nu}{1 - \nu},$$

Обычно

$$\rho_{\text{ср}} = 2,3 \text{ -и } 2,5 \text{ г/см}^3.$$

Данные о коэффициенте Пуассона приведены в таблице 4.

Способ создания депрессии выбирается исходя из конкретных условий: глубины скважины, пластового давления, технического состояния скважины, наличия оборудования, материалов, технических средств и опыта освоения аналогичных объектов.

Модуль упругости и коэффициент Пуассона для горных пород

Таблица 4

Порода	ν	$E \cdot 10^{-4}$ МПа
Глины пластичные	0,38—0,45	—
Глины плотные	0,25—0,35	—
Глинистые сланцы	0,10—0,20	—
Известняки	0,28—0,33	6—10
Песчаники	0,30—0,35	3—7
Песчаные сланцы	0,16—0,25	2,4—3,0
Гранит	0,26—0,29	6,6

Способы вызова притока.

А. Замена бурового раствора жидкостью с меньшей плотностью.

Закачивают жидкостью меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в НКТ. Преимущество закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины и вынос твердых частиц из интервала перфорации более полный в связи с высокой скоростью движения жидкости.

Б. Использование пен.

Сущность вызова притока флюида из продуктивного пласта состоит в замене имеющейся в скважине жидкости (после перфорации) на двухфазную пену. В качестве жидкости могут быть буровые растворы или вода.

Вызов притока жидкости и газа может осуществляться двумя способами:

- с применением двухфазной пены;
- с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен.

Наличие ПАВ в жидкости (воде) резко снижает скорость всплывания пузырька газа, увеличивает прочность оболочек пузырьков, способствует образованию более мелких пузырьков газа, препятствует коалесценции — слиянию отдельных мелких пузырьков газа с образованием более крупных.

Способ освоения скважины с одновременной очисткой призабойной зоны пласта с помощью пен предназначается для вызова притока жидкости и газа из пласта в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, для периодической очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от колюматизирующих веществ в эксплуатирующихся скважинах, а также для освоения скважин после производства в них ремонтных работ.

Сущность технологии очистки призабойной зоны пласта состоит в том, чтобы в скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения, до вызова притока очистить пласт от твердой и жидкой фаз бурового раствора. В добывающих скважинах, находящихся длительное время в эксплуатации, необходимо периодически очищать призабойную зону пласта от глинистых частиц, асфальтосмолистых веществ, парафина и т.д. Кроме того, призабойную зону как в новых, так и в старых скважинах следует очищать от воды, проникшей в низкопроницаемые зоны продуктивной толщи.

В. Вызов притока с помощью струйного насоса УГИС.

Устройство типа УГИС состоит из корпуса со встроенным струйным насосом, имеющего проходной канал диаметром 51 мм, и набора функциональных вставок, спускаемых на кабеле. УГИС позволяет создавать на пласты депрессию, осуществлять воздействие на пласты жидкими реагентами, про-

водить исследования пласта геофизическими приборами на кабеле, обработку пласта ультразвуковым генератором и перфорацию малогабаритными перфораторами во время работы УГИС, производить измерение гидродинамических параметров пласта. Насос работает в паре с установленным ниже него пакером. Работа струйного насоса возможна, когда напорный и всасывающий клапан разобщены и ток жидкости происходит через сопло. Разобщение выполняется с помощью функциональных вставок. Действие насоса (депрессия на пласты) создаётся только в подпакерной зоне, по остальному стволу скважины сохраняется первоначальное давление.

Типовая компоновка устройства состоит:

- воронка (расширитель), устанавливается не ближе 20 м от кровли пласта;
- хвостовик (НКТ диаметром 73 мм);
- пакер;
- одна или несколько труб НКТ диаметром 73 мм;
- струйный насос;
- НКТ диаметром 73 мм до устья;

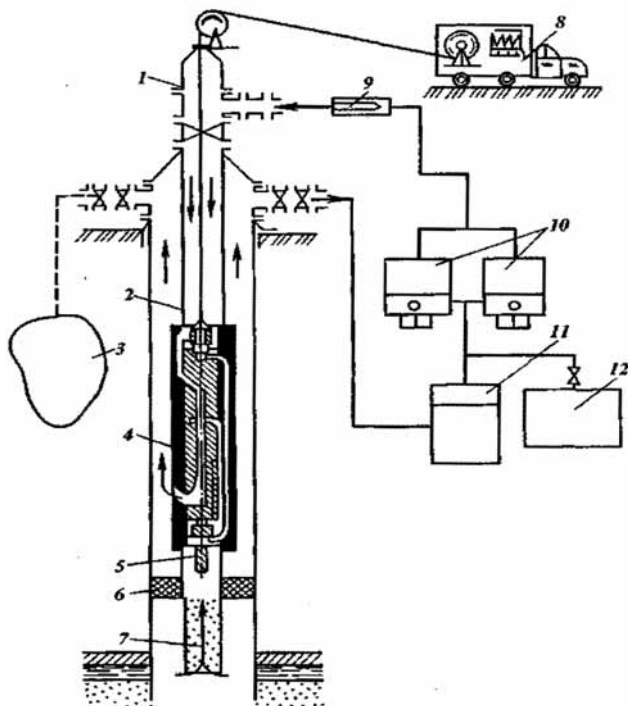
устье скважины оборудуется превентором, фонтанной арматурой и лубрикатором.

При спуске УГИС трубы шаблонируются шаблоном диаметром 59,5 мм, длиной 500 мм. Все резьбовые соединения между пакером и струйным насосом, резьбовые соединения НКТ уплотняются смазкой ГС.

По окончании работ по вызову притока и очистке призабойной зоны пласта производятся гидродинамические исследования объекта.

Конструкция струйного насоса типа УГИС и комплекс вспомогательного оборудования позволяют производить через него воздействие на пласт жидкими химреагентами. Возможно также прокачивание жидкости через УГИС напрямую в межколонное пространство. После окончания исследований в интервал пласта через колонну НКТ и УГИС закачивается перфорационная жидкость. Затем через струйный насос в обсадную колонну (в межколонное пространство и в НКТ), в интервал выше пласта, закачивается жидкость глушения. Таким способом производится глушение скважины.

Схема обвязки наземного и компоновки глубинного оборудования при проведении работ устройством УГИС:



- 1 — лубрикатор; 2 — НКТ; 3 — амбар; 4 — УГИС;
 5 — глубинный манометр; 6 — пакер; 7 — хвостовик;
 8 — каротажная станция; 9 — фильтр; 10 — насосный агрегат;
 11 — замерная емкость; 12 — емкость для рабочей жидкости

Г. Свабирование

Сваб — поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Свабирование производится с подъемника А-50 с использованием геофизического подъемника, оснащенного стальным каротажным кабелем. Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, то общее снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому по отсутствию притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Раздел 16

Методы воздействия на призабойную зону пласта

Методы интенсификации притока жидкости и приемистости скважин

Гидромеханические:

- гидроразрыв пласта (ГРП);
- гидропескоструйная перфорация (ГПП);
- создание многократных депрессий (с использованием газов, пен, устройств для очистки скважин (УОС) и др.);
- волновое или вибрационное воздействие;
- имплозионное воздействие;
- декомпрессионная обработка;
- щелевая разгрузка;
- кавитационно-волновое воздействие.

Физико-химические:

- кислотные обработки
 - соляной кислотой,
 - плавиковой кислотой,
 - сульфаминовой кислотой и др.;
- воздействие растворителями
 - нефтерастворимыми (гексановая фракция, толуол, бензол, ШФЛУ и др.)
 - водорастворимыми (ацетон, метиловый спирт, этиленгликоль и др.);
- обработка расборами ПАВ
 - водными растворами ОП-10, превоцела N-G-12, неонала АФ₉₋₁₂, карпатол, сульфанола и др.;
 - растворами на углеводородной основе ОП-4 (АФ₉₋₄)
 - стеарокса-6, композициями типа ИХН-60, ИХН-100 и др.
- закачка и продавка ингибиторов солеотложений, включающих сульфосоединения и этиленгликоль;
- воздействие водо- и нефтерастворимыми растворителями и их продавка нефтью;
- Обработка глинистых растворов добавками ОЖК и ОЖКМ.

Термические:

- электропрогрев
 - стационарный;
 - периодический;
- паротепловые обработки;
- импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ).

Комбинированные:

- термокислотная обработка;
- термогазохимическое воздействие (ТГХВ);
- гидрокислотный разрыв пласта;
- направленное кислотное воздействие в сочетании с ГПП;
- кислотно-ацетоновое (гликолевое) воздействие;
- повторное вскрытие перфорацией в специальных растворах кислоты, ПАВ, Растворителей и др.
- кислотные обработки при повышенных депрессиях;
- ТГХВ в активной среде (кислоты, растворители МЛ-80);
- термоакустическое воздействие;
- электрогидравлическое воздействие;
- внутрипластовое окисление легких углеводородов;
- последовательное воздействие пульсатором и управляемыми циклическими депрессиями;
- одновременная обработка и очистка с применением тандемной установки «пульсатор-забойный эжектор» и введением добавок ПАВ в рабочий агент;
- то же, с одновременным физико-химическим воздействием.

Солянокислотная обработка (СКО)

СКО заключается в закачке в пласт солянокислотного раствора с удельным расходом, зависящим от количества проведенных ОПЗ на скважине. Для первой обработки расход кислоты составляет $0,5\text{ м}^3/\text{м}$, для скважин, обработанных неоднократно, удельный расход должен составлять до $1,5\text{ м}^3/\text{м}$. Необходимый объем кислотного состава для каждой скважины рассчитывается индивидуально.

Расчет объема кислотного состава производится по формуле:

$$V_{\text{к.с.}} = \pi H m (R_{\text{об}}^2 - r_{\text{ск}}^2),$$

где:

- $V_{\text{к.с.}}$ — потребный объем кислотного состава, м³;
 H — толщина обрабатываемого интервала, м;
 m — пористость (эффективная) пород в долях единиц;
 $R_{\text{об}}$ — радиус (глубина) обработки, м; определяется по радиусу загрязненной зоны, который в свою очередь определяется по кривым КВД;
 $r_{\text{ск}}$ — радиус скважины, м.

Значение параметров H , m и $R_{\text{об}}$ в формуле определяется для каждого конкретного случая.

Глинокислотная обработка (ГКО)

Порядок расчета ингредиентов для приготовления глинокислоты

Глинокислотная композиция образуется при добавлении небольших объемов плавиковой кислоты в раствор соляной. Основной раствор соляной кислоты с заданной концентрацией рассчитывается на основании таблицы 1.

Количество исходной (товарной) кислоты, необходимое для получения 1 м³ рабочего кислотного раствора с заданной концентрацией (указанной в плане работ), рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{A}{A_{\text{т}}},$$

где:

- V — объем исходной (товарной) соляной кислоты в м³ для приготовления 1 м³ рабочего кислотного раствора с заданной концентрацией
 A — содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре с заданной концентрацией
 $A_{\text{т}}$ — содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре товарной соляной кислоты.

Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 150С.

Таблица 1

Плотность, г/см ³	Концентрация НС1, %	Содержание НС1 в 1 л, кг	Плотность г/см ³	Концентрация НС1, %	Содержание НС1 в 1 л, кг
1,003	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,66	0,315
1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,418

Примечание: обычная концентрация товарной кислоты составляет 24-28%.

Основой для расчета добавки плавиковой кислоты являются данные таблицы 2.

Количество 100% HF (А в кг) необходимое для получения 1м³ глиноукислоты с содержанием в % HF в солянокислотном растворе с заданной плотностью ρ (соответствующей

по таблице 1. заданной концентрации соляной кислоты) находят из выражения:

$$A = 10 \times a \times p;$$

Необходимый объем товарной плавиковой кислоты для приготовления 1м³ раствора глиноукислоты находят по формуле:

$$V = \frac{A}{A_T},$$

Плотность раствора плавиковой кислоты различных концентраций при 150С

Таблица 2

Плотность, г/м ³	Концентрация HF, %	Содержание HF, в 1 л, кг	Плотность, г/м ³	Концентрация HF, %	Содержание HF, в 1 л, кг
1,0069	2,320	0,023	1,1239	32,78	0,368
1,0139	4,040	0,041	1,1326	35,15	0,398
1,0211	5,760	0,059	1,1415	37,53	0,428
1,0283	7,480	0,077	1,1506	39,91	0,459
1,0356	9,200	0,095	1,1598	42,29	0,490
1,0431	10,92	0,114	1,1691	44,67	0,522
1,0506	12,48	0,131	1,1786	47,04	0,554
1,0583	14,04	0,149	1,1883	49,42	0,587
1,0661	15,59	0,166	1,1981	51,57	0,618
1,0740	17,15	0,184	1,2080	53,72	0,649
1,0820	18,86	0,204	1,2182	55,87	0,681
1,0901	21,64	0,236	1,2285	58,02	0,713
1,0983	24,42	0,268	1,2390	60,17	0,746
1,1067	27,20	0,301	1,2497	62,32	0,779
1,1152	29,98	0,334	1,2605	64,47	0,813

Пример расчета добавки плавиковой кислоты.

Необходимая концентрация соляной кислоты в глинокислотной смеси — 10%. По таблице 1. определим плотность кислотного состава с такой концентрацией — $\rho = 1,05$. Концентрация плавиковой кислоты, выбранная исходя из изучения минералогического состава породы $a = 3\%$, тогда:

$$A = 10 \times 3 \times 1,05 = 31,5 \text{ кг.}$$

31,5 килограмма чистой HF необходимо для приготовления 1 м^3 3% раствора глинокислоты. Товарная плавиковая кислота, поступившая на предприятие, имеет концентрацию 40%. По таблице 2. найдем содержание чистой HF в 1 литре товарного продукта: — 0,45 кг/л.

Тогда необходимый объем товарной плавиковой кислоты для приготовления 1 м^3 раствора глинокислоты составит:

$$VT = 31,5 / 0,459 = 68,6 \text{ кг.}$$

Порядок приготовления глинокислоты.

- в ёмкость залить воду, на 100—200 литров на каждый кубический метр результирующей кислоты меньше, чем расчетный объем воды;
- залить расчетное количество уксусной кислоты;
- залить расчетное количество ПАВ и ингибитора;
- залить расчетное количество соляной кислоты;
- только после этого залить расчетный объем плавиковой кислоты;
- долить оставшуюся часть расчетного объема воды строго до отметки общего запланированного объема кислотного раствора.

Химические реагенты, применяемые при кислотных обработках.

Уксусная кислота (CH_3COOH) применяется как реагент, замедляющий взаимодействие соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, и как стабилизатор кислотных растворов, предупреждающий выпадение в поровом пространстве пласта объемистого осадка гидрата окиси железа.

Введение 4—5 % от общего количества кислотной смеси уксусной кислоты в 4—4,5 раза замедляет скорость нейтрализации основной части кислотного раствора карбонатной породы пласта.

Сульфонол — синтетическое поверхностно-активное вещество. Применяется для процессов интенсификации нефтедобычи — нефтеотмывающий агент, компонент кислотных систем в технологиях обработки призабойной зоны пласта.

СИНОЛ-Кам — применяется для глушения скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также работ по повышению нефтеотдачи пластов.

Гидрофобизатор «НЕФТЕНОЛ ГФ» — Применяется в нефтедобывающей промышленности для понижения смачивания водой твердых поверхностей породы (водоотталкивание) при обработке призабойных зон и глушении скважин.

Кислотные составы для освоения скважин и повышения их продуктивности карбонатных коллекторов

Реагент	Категория скважин и особенности обработки	Состав раствора	Основные условия применения
1	2	3	4
Ингибированный солянокислотный раствор	Добыв., и нагн. скв.; кислотные ванны и первичные обработки ПЗП	10—16%-ный раствор и ингибитор	Т до 60°C
Соляная кислота улучшенной фильтруемости	Добывающая и нагнетательная скв.; обработка ПЗП	По п.1+ПАВ гидрофобизатор для добыч скв. для нагнет скв - гидрофилизатор. Концентрация ПАВ 0,10-0,025% масс	Слабопроницаемый коллектор, загрязненный минеральной взвесью
Стабилизированный солянокислотный раствор	Добывающая и нагнетательная скв.; обработка ПЗП	По пп. 1 и 2 с присадкой 3-5%-ной уксусной или 2-3%-ной лимонной	Железосодержащие коллектора. Нагн. скважины для сброса сточных вод
Состав для сульфатизированных карбонатов	Добывающая и нагнетательная скв.; обработка ПЗП	По пп.1,2,3, затворенный на пластовой воде хлоркальциевого типа с плотностью 1,18 г/см3 и более или на технической воде, содержащей 9-7% поваренной соли, 3-4% сульфатов калия и магния	Коллектора содержат соединения сульфатов

1	2	3	4
Состав для ангидридов	Обработка ПЗП добыч, и нагн. скв	По пп. 1 и 2, содержащих KNO ₃ 6-10%,	Воздействие на ангидритосодержащие породы
Концентрированная соляная кислота	Обработка ПЗП добыч, и нагн. скв с необсаженными продуктивными стволами	Состав: HCl -25-35%; ингибитора В-2-2,0-3,5%; ОП-10-0,05-0,15%	Коллектор, содержащие «легкие нефти», слабominерализованная вода, Т до 165°С
Газированная кислота	Обработка ПЗП добыч, и нагн. скв	Составы HCl по пп. 1-6, газированные азотом, углекислым газом и воздухом	Пористые и трещиноватые коллектора, загрязненные минеральной взвесью.
Кислотная пена	Тоже	HCl 15-20%-ной концентрации; ПАВ-0,1-0,5%. Степень аэрации 1,5-5,0 в пластовых условиях; стабилизатор КМЦ до 1,5%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора
Гидрофобная кислотная эмульсия на основе светлых нефтепродуктов	Добычающая скв. Обработка ПЗП	60-70%-ный раствор HCl по пп. 1-6; 40-30% светлых нефтепродуктов и 0,5-1,0% эмульгатора;	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при Т=70-1700°С
Гидрофобная нефтескислотная эмульсия	Добычающая скв. Обработка ПЗП	50-70%-ный раствор HCl по пп. 1-6; 30-50% нефти, содержащей 2-4% асфальтенов, 6-10% силикателевых смол, до 6% парафина; ПАВ типа ОП-10 -) 1-0,2%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при Т=60-90°С

1	2	3	4
Загущенная соляная кислота	Нагнетательная скв. Обработка ПЗП	12-15% раствор HCl; 0,5-3,0% КМЦ или сульфитспиртовая барда	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при T до 60°C
Сульфаминовая кислота	Добывающая и нагнетательная скв. Обработка ПЗП	10-15% раствор HSO ₃ NH ₂ и 0,1-0,2% ПАВ	Сульфат- и железосодержащие пористые коллектора при T до 60°C
Уксусная кислота	Добывающая скв. Обработка ПЗП	10%-ный раствор уксусной кислоты	Сульфат- и железосодержащие пористые коллектора при T до 90°C
Оксидат	То же	Водные растворы оксидата в соотношениях от 1:1 до 1:3	Низкопроницаемые пористые коллектора
Глинокислота	Добывающая и нагнетательная скв	8-10%-ный раствор HCl и 3-5%-ный раствор HCl	Терригенный коллектор, пористые и трещиноватые коллектора. Разрушение глинистой и цементных комок,

Примечание: добыв. — добывающая; нагн. — нагнетательная; ПАВ — поверхностно-активное вещество; T — температура ПЗП — призабойная зона пласта; скв. — скважина

Составы композиций для обработки скважин для терригенных коллекторов

Наименование обработки	Способ эксплуатации		Содержание в 1 м³ раствора																Объем на 1м нефт.мощ.		Время реакции ин		Примечание
			Hcl (ж)	HF(ж)	БСК (тв)		БФА (тв)		Укс. К-та		КРОТ (тв)		ПАВ (ж или тв)		NaOH (тв)								
					%	м³	%	м³	%	т	%	т	%	м³	%	т							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			
Обработка призабойной зоны																							
Глинокислотная обработка (ГКО)-1 или Глинокислотная обработка (ГКО)-2	Нефт	12	0,35	4	0,10					0,10	0,010	3	0,032	1,0	0,010			0,50	6	Продавить пласт с последующей промывкой забоя			
	Нагн	12	0,35					10	0,10	0,10	0,010	3	0,032	1,0	0,010			1,0					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Обработка композиций БСК (ОБСК)-1 или	Нефть					15	0,16	5	0,05	0,10	0,010	3	0,032	1,0	0,010			0,5	6	
Обработка композиций БСК (ОБСК)-1 или	Нагн			4	0,10	15	0,16			0,10	0,010	3	0,032	1,0	0,010			1,0		
Соляноки-слотная	Нефть	15	0,49							0,10	0,010	3	0,032	0,5	0,005			0,5	30	—
обработка (СКО)	Нагн	15	0,49							0,10	0,010	3	0,032	0,5	0,005			1,0		
Обработка композиций КРОТ (ОКРОТ)	Нефть							5	0,05			15	0,16	1,0	0,010			0,5	12ч	—
	Нагн							5	0,05			15	0,16	1,0	0,010			1,0		
Обработка ПАВ (пре-воцепди-солван, сульфанола)	Нефть													1,0	0,010			1,0	24ч	—
	Нагн													1,0	0,010					—

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Очистка призабойной зоны																				
Разглинизация после бурения																				
Глинокислотная обработка (ГКО)-1 или Глинокислотная обработка (ГКО)-2	12	0,35	4	0,10						0,10	0,010			1,0	0,010		0,5	8	Вымыть продукты реакции	
	12	0,35						10	0,10	0,10	0,010			1,0	0,010					
Обработка композицией БСК (ОБСК)							15	0,15	5	0,05	0,10	0,010		1,0	0,010		0,5	10		
Солянокислотная обработка (СКО)	12	0,35						5		0,10	0,010			0,5	0,005		0,5	10		
Обработка композицией КРОТ (ОКРОТ)									0,05			15	0,16	1,0	0,010		0,5	12		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Обработка На-ОН																7	0,25	0,5	8	
Обработка БФА								20	0,2					1,0	0,010			0,5	8	

Раздел 17

Глушение скважин

Выбор жидкостей глушения

В соответствии с решаемыми задачами технологии глушения скважин должны соответствовать следующим критериям качества процесса:

- надежность глушения на период подземного и капитального ремонтов скважин;
- минимальное влияние ЖГ на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП);
- экологическая чистота и соответствие современным требованиям к охране труда рабочего персонала;
- соответствие экономическим требованиям — относительно низкая стоимость, доступность ЖГ и их компонентов.

Требования к жидкостям глушения:

1. Требуемую плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости глушения давления, превышающего текущее пластовое в соответствии с требованиями ПБНГП.

2. Не допускается отклонение величины плотности жидкости глушения от установленных проектом величин более чем на 20 кг/м³.

Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения

Глубина скважины, м	Допускаемые отклонения в (кг/м ³) при плотности глушения		
	до 1300 кг/м ³	1300—1800 кг/м ³	более 1800 кг/м ³
До 1200	20	15	10
До 2600	10	10	5
До 4000	5	5	5

3. Жидкость для глушения скважин должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

4. Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингиби-

рующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды.

5. Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения — пластовый флюид»

6. Жидкость глушения не должна содержать механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм. Общее содержание мехпримесей не должно превышать 0,020 г/л. (20 мг/литр)

7. Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

8. Жидкость для глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,1 мм/год [2, 3].

9. Жидкость должна быть термостабильной при высоких температурах и не кристаллизоваться на поверхности в зимних условиях.

10. Жидкость глушения должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

11. Жидкость должна быть технологичной в приготовлении и использовании.

12. Плотность и вязкость жидкости глушения должны регулироваться.

13. На месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

14. Выбор жидкости глушения а также способов их приготовления (с содержанием твердой фазы на основе минеральных солей, на углеводородной основе, пены) осуществляется в зависимости от горно-геологических и технологических условий работы скважины.

Жидкости глушения, применяемые при нормальных условиях

Нормальными следует считать горно-геологические и технологические условия, удовлетворяющие следующим требованиям:

- исправное техническое состояние эксплуатационной колонны и цементного кольца, обеспечивающее разобщение эксплуатируемого пласта от пластов с другими геологическими параметрами;
- в интервале перфорации отсутствуют естественные и искусственно созданные трещины, способствующих интенсивному поглощению ЖГ;
- пластовое давление в зоне дренирования скважины равно или на 10% выше гидростатического
- средний уровень проницаемости (до 400мД);
- в цементе продуктивных пород отсутствует или присутствует незначительно монтмориллонит и хлорит;
- относительно не высокие значения газового фактора (не $>200\text{м}^3/\text{м}^3$)

При нормальных условиях в качестве жидкостей глушения применяют водные растворы следующих солей:

- наиболее доступной, широко производимой промышленностью и дешевой солью, обладающей хорошей растворимостью в воде является NaCl, позволяющая получать растворы плотностью до 1180 кг/м^3 .
- в случае повышенной склонности глинистого цемента продуктивных пород к набуханию в присутствии воды и растворов NaCl при нормальных условиях глушения, при нормальном давлении в обязательном порядке следует применять KCl, либо сильвинит — смесь NaCl и KCl.
- допустимо применение в качестве жидкости глушения вод сеноманского горизонта с плотностью $1,03\text{ г/см}^3$, в этом случае следует применять все рекомендуемые ниже добавки — ингибиторы.

Жидкости глушения, применяемые при аномально высоком пластовом давлении

Аномально высоким пластовое давление называется в случае превышения им на 10 и более процентов давления гидростатического.

Условия глушения в данном случае будут соблюдены при создании противодавления на пласт жидкостью с гораздо большей плотностью, чем в случае с нормальным пластовым давлением.

В данной области глушения наиболее массовой и дешевой солью является CaCl_2 , которая используется для создания раствора плотностью выше 1180 кг/м^3 и до 1400 кг/м^3 .

Возможно применение и других, более редких солей, но для этого необходимо владеть информацией о максимально возможной плотности раствора.

Плотность растворов солей в зависимости от компонентного состава

	Диапазон плотностей, кг/м^3
KCl	1000—1160
NaCl	1000—1180
NaCl/ CaCl_2	1200—1300
ФТП	1200—1300
CaCl_2	1300—1400
$\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$	1400—1800
$\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$	1800—2300

Максимальная плотность рассолов минеральных солей и условий применения

Электролиты	Максимальная плотность рассолов, кг/м^3	Условия применения
1	2	3
ЖГУ	1070	Аномально низкое пластовое давление
NH_4Cl	1070	
KCl	1160	Нормальное пластовое давление
NaCl	1180	

1	2	3
MgCl ₂	1300	Аномально высокое пластовое давление
KBr	1370	
CaCl ₂	1400	
NaBr	1510	
K ₂ CO ₃	1550	
CaBr ₂	1820	
ZnBr ₂	2300	
NaCl + Na ₂ CO ₃	1200...1270	
NaCl + CaCl ₂	1200...1400	
NaCl + NaBr	1200...1510	
CaCl ₂ + CaBr ₂	1400...1810	
CaBr ₂ + NaBr	1800...2300	
CaCl ₂ + CaBr ₂ + ZnBr ₂	1800...2300	
ФТП	1200...1300	
CaBr ₂ /ZnBr ₂	1800...2300	

Количество циклов глушения

Определяется глубиной спуска оборудования. **В 1 цикл** глушатся скважины при следующих условиях:

1. При НКТ, спущенных до интервала перфорации, или находящихся не выше 100 метров от него, глушение производится в один цикл. (фонтанная скважина или скважина, оборудованная ШГН с хвостовиком до забоя)

2. Скважины, эксплуатируемые в интенсивном режиме, с ЭЦН, установленным выше 100м от интервала перфорации при условии высокой приемистости скважины и возможности продавки нижерасположенной жидкости в пласт (0% обводненности).

Особый случай глушения в 1 цикл.

3. При высокой (более 50%) обводненности продукции, когда жидкость под насосом представлена чистой пластовой водой, при условии оставления скважины на отстой для оседания ЖГ. Глушение производится в один цикл, но жидкость глушения берется с завышенной плотностью.

В два цикла глушат скважины с насосным оборудованием, расположенным выше 100м над интервалом перфорации, когда закачка жидкости глушения на поглощение невозможна.

Направление глушения — прямой и обратный способы.

По умолчанию, процесс закачки жидкости глушения должен производиться в трубное пространство скважины (прямой способ). Данный вариант глушения обладает рядом преимуществ:

- меньше затраты времени на глушение
- меньше развиваемое агрегатом давление в ходе глушения
- нет противодвижения закачиваемой жидкости глушения и всплывающей скважинной жидкости

В случаях, когда сбить клапан насоса не удастся, глушение производят через затрубное пространство (обратный способ). Так же поступают и в случаях, когда наличие отложений АС-ПО в трубном пространстве может привести к закупорке НКТ в случае подачи жидкости в трубки.

Способ доведения первой пачки ЖГ до забоя

Перед составлением плана работ следует определиться, каким образом первая пачка жидкости глушения поступит к забою скважин. В составе первой пачки обычно участвует блокирующий состав.

Для месторождений с низкой проницаемостью продуктив-

ного пласта или высокой глинистостью породы рекомендует-ся способ осаждения.

При осаждении первая пачка закачивается в режиме циркуляции и располагается в затрубном пространстве от уровня приема насоса и выше. Скважина закрывается на отстой на время, рассчитанное по формуле:

$$T = \frac{H}{V} \text{ (сек)}$$

где:

H — расстояние от приема насоса до забоя скважины (м)

V — скорость оседания (м/с)

Скорость оседания раствора является предметом споров.

Корпоративная документация указывает скорость оседания 0,1 — 0,15м/сек.

Правила ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97), утвержденные Минтопэнерго Российской Федерации указывают скорость оседания 0,04 м/сек.

Опытные работы, проведенные в УфЮНИПИ показывают, что процесс оседания имеет два основных случая:

1.Скважинная жидкость и жидкость глушения взаиморастворимы. В данном случае при движении одной жидкости через другую, практически при перемешивании, с течением времени происходит некоторое осреднение плотности жидкости . При длительном времени контакта-осреднение полное. Осредненную плотность можно рассчитать по формуле:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \times V_1 + \rho_2 \times V_2)}{(V_1 + V_2)}$$

2.Скважинная жидкость и жидкость глушения взаимно не растворимы. Примером такого случая может быть осаждение пачки эмульсии (большой плотности) в пластовой воде.

Скорость осаждения (по лабораторным данным) при этом составляет:

Плотность водного раствора, кг/м ³	Плотность обратной эмульсии, кг/м ³	Разность плотностей, кг/м ³	Скорость оседания, м/с
1000	1070	70	0,120
1000	1170	170	0,128
1050	1110	60	0,121
1050	1270	220	0,130
1180	1300	120	0,126
1180	1350	170	0,128

Тем не менее, для гарантированного завершения процесса оседания, особенно при небольшой разнице плотностей жидкости глушения и скважинной жидкости, при расчете времени оседания раствора следует ориентироваться на скорость оседания, указанную в РД Минтопэнерго 0,04 м/с.

Расчет требуемой плотности жидкости глушения

Требуемая плотность жидкости глушения определяют из расчета создания столбом жидкости глушения давления, превышающего текущее пластовое в соответствии с требованиями ПБНГП.

При полной замене скважинной жидкости жидкостью глушения в 1 цикл удельный вес рассчитывается по нижеприведенной формуле:

$$\rho_{ж} = \frac{\rho_{пл} \times (1 + \Pi)}{H \times 9,8 \times 10^{-6}}$$

где:

- $\rho_{ж}$ — плотность жидкости глушения, кг/м³
- $\rho_{пл}$ — пластовое давление, МПа.
- H — расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации по вертикали, м.

- П** — коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газосодержания принимается равным 0,05 (5%).

В особых условиях, коэффициент безопасности может быть выбран из следующей таблицы:

Градиент пластового давления, (атм/10м)	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*атм)	Газосодержание продукции м ³ /м ³	Коэффициент безопасности в зависимости от глубины скважины		
			До 1200	1200-2400	> 2400
1	2	3	4	5	6
до 0,9	до 0,5	до 100	0,08	0,05	0,05
		100—400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
	0,5-2.0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100—400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
	>2.0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100—400	0,08	0,05	0,05
		>400	0,08	0,05	0,05
0.9—1.2	До 0,5	до 100	0,08	0,05	0,05
		100—400	0,08	0,08	0,05
		>400	0,08	0,8	0,05
	0.5-2.0	до 100	0.08	0.05	0.05
		100—400	0.08	0.08	0.05
		>400	0.08	0.08	0.05
	>2.0	до 100	0.08	0.05	0.05
		100—400	0.1	0.08	0.05
		>400	0.1	0.10	0.08

1	2	3	4	5	6
>1.2	До 0.5	до 100	0,10	0,08	0,05
		100—400	0,10	0,08	0,05
		>400	0,10	0,10	0,08
	0,5-2,0	до 100	0,10	0,08	0,05
		100—400	0,10	0,10	0,05
		>400	0,10	0,10	0,08
	>2.0	до 100	0.10	0.08	0.05
		100—400	0.10	0.10	0.08
		>400	0.10	0.10	0.08

Пример:

Расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации $H=2500\text{м}$

Пластовое давление $P = 270 \text{ атм. (27 Мпа)}$

Коэффициент безопасности работ 0,05

$$\rho_{\text{ж}} = 27,0 \times (1+0,05)/2500 \times 9,8 \times 10^{-6} = 1157 \text{ кг/м}^3$$

Один из вариантов глушения в один цикл подразумевает частичную замену скважинной жидкости в интервале от устья до подвески насоса. Независимо от того, всплывает поднасосная жидкость или ее плотность и плотность жидкости глушения осредняются при смешивании, расчетной плотности достаточно для глушения скважины. Формула применяется для глушения скважин механического фонда при 100% обводненности поднасосной жидкости в условиях отстоя.

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{(P_{\text{пл}} \times (1+\Pi) - P_{\text{н}})}{H \times 9,8 \times 10^{-6}},$$

где:

$P_{\text{н}}$ — давление столба пластовой жидкости, расположенной ниже насоса.

Пример:

Пластовое давление 28,5 МПа

Запас безопасности 0,05

Глубина спуска насоса 2300м

Расстояние от устья до верхних отверстий перфорации
2600м

Под насосом находится пластовая вода $\rho_{ж}=1030\text{кг/м}^3$

Давление, создаваемое поднасосной жидкостью:

$$P_H = 1030 \times 9,8 \times (2600 - 2300) = 3028200 \text{ Па} = 3,03 \text{ Мпа}$$

Плотность жидкости глушения:

$$\rho_{ж} = (28,5 \times (1 + 0,05) - 3,03) / 2600 \times 9,8 \times 10^{-6} = 1055,5 \text{ кг/м}^3$$

Существуют случаи неверного указания пластового давления в планах на глушение. Тогда возможен вариант, что плотность завезенной жидкости глушения не обеспечивает надежного глушения скважины. В случае, если плотность жидкости глушения ниже требуемой, на буфере скважины будет отмечено избыточное давление. Замерив это давление и зная плотность жидкости в скважине, можно рассчитать точную требуемую плотность жидкости глушения.

$$\rho_{ж} = \frac{(P_{изб} + P_{заб}) \times (1 + \Pi)}{H \times g \times 10^{-6}},$$

где:

P_{заб} — забойное давление, создаваемое столбом использованной жидкости глушения.

Пример:

Скважина заглушена жидкостью плотностью 1030 кг/м³, тем не менее, на буфере скважины отмечено избыточное давление в 25 атмосфер (2,5 Мпа). Рассчитать реальную необходимую плотность жидкости глушения, если расстояние от устья скважины до верхних дыр перфорации по вертикали равно 2450 метров.

$$P_{\text{заб}} = p \times g \times H = 1030 \times 9.8 \times 2450 \times 10^{-6} = 24.73 \text{ МПа}$$

$$\rho_{\text{ж}} = (2.5 + 24.73) \times 1.05 / 2450 \times 9.8 \times 10^{-6} = 1191 \text{ кг/м}^3$$

Поскольку план работ на глушение подготавливается геологами промысла, а все промыслы компьютеризированы, в соответствии с техническим заданием к регламенту приложен план работ в электронной форме с возможностью автоматического расчета всех параметров глушения.

Расчет необходимого объема жидкости глушения

Для определения потребного объема ЖГС рассчитывается внутренний объем скважины с учетом толщины стенки труб, объема спущенных НКТ, и глубину спуска ГНО. Требуемый объем ЖГС для проведения ремонтных работ можно определить как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы.

$$V_{\text{жг}} = (V_{\text{эк}} - V_{\text{нкт}} - V_{\text{шт}}) \times 1,1,$$

где:

$V_{\text{эк}} = (\pi D^2/4) \times H$ — объем эксплуатационной колонны, м³

H — глубина скважины, м³

D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$1,1$ — коэффициент запаса

$V_{\text{нкт}}$ — объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ, м³

$$V_{\text{нкт}} = (\pi \times (d^2 - d_1^2)/4) \times H_{\text{сп}},$$

где:

d и d_1 — соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м.

Н_{сп} — глубина спуска насоса, м

V_{шт} — объем, вытесняемый металлом штанг, м³
(в случае если таковые имеются)

Пример:

Диаметр эксплуатационной колонны скважины D_н=146мм .
внутренний D=126мм.

Диаметр спущенных НКТ d=73мм. Внутренний диаметр
d₁=62мм.

Глубина спуска Н_{сп}=2435м

Глубина скважины H=2604м.

Рассчитаем объем, занимаемый металлом НКТ:

$$V_{\text{НКТ}} = 2435 \times 3,14 \times (0,073^2 - 0,062^2) / 4 = 2,84 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны:

$$V_{\text{эк}} = 2604 \times 3,14 \times 0,126^2 / 4 = 32,45 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем жидкости глушения:

$$V_{\text{жг}} = 1,1 \times (2,84 + 32,45) = 38,8 \text{ м}^3$$

Объем первого цикла глушения рассчитывается из условия, что он должен быть не менее внутреннего объема эксплуатационной колонны в интервале от глубины спуска ГНО (башмак НКТ) до искусственного забоя.

Объем второго цикла рассчитывается из условия, что он должен быть не менее внутреннего объема эксплуатационной колонны за вычетом объема НКТ в интервале от устья до глубины спуска ГНО (башмак НКТ). То есть он должен обеспечи-

вать полную смену жидкости в ходе промывки в указанном объеме.

Величина запаса жидкости глушения составляет 10% от объема.

Регулирование свойств жидкости глушения

Количество воды в литрах, необходимой для добавления в 1 м³ и ходного раствора с целью снижения плотности раствора до заданной можно определить по формуле:

$$G = \frac{\rho_v \times (\rho_{исх} - \rho_{зад})}{(\rho_{зад} - \rho_v)},$$

где:

- ρ_v — плотность воды кг/м³
- $\rho_{исх}$ — плотность исходного раствора кг/м³
- $\rho_{зад}$ — плотность заданного раствора кг/м³

Пример:

На скважину завезен раствор с плотностью $\rho_{исх} = 1180$ кг/м³
 $\rho_v = 1010$ кг/м³

Задача — снизить плотность раствора до 1100 кг/м³

Количество добавляемой воды в литр

$$G = 1010 \times (1180 - 1100) / (1100 - 1010) = 1010 \times 0,89 = 899 \text{ литров}$$

В случае недостаточной плотности жидкости глушения следует дорастворить в ней дополнительный объем солей или утяжелителя.

Расход утяжелителя G, необходимого для повышения плотности 1 м³ раствора, определяют по формуле:

$$G = \frac{\rho_3 (\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_3 - \rho_2 \times (1 - n + n\rho_3))}$$

где:

- ρ_1 — плотность жидкости глушения до утяжеле-

- ния, кг/м³;
- ρ_2 — плотность утяжеленного раствора, кг/м³;
- ρ_3 — плотность утяжелителя, кг/м³;
- n — влажность утяжелителя.

Возможные аварийные ситуации при выполнении работ

Аварийная ситуация	Метод ликвидации аварии
Не удастся сбить клапан	Провести глушение в затрубное пространство с продавкой жидкости глушения на поглощение. Обязательна добавка ингибиторов.
При проверке циркуляции жидкости обнаружен обрыв НКТ и насоса	Провести глушение с продавкой жидкости глушения на поглощение. Обязательна добавка ингибиторов.
Скважина интенсивно поглощает жидкость глушения, нет возможности создать циркуляцию. В то же время, идет поступление нефти и газа в скважину.	Использовать в первом цикле блокирующий состав.
Плотность жидкости глушения рассчитана неверно из-за неверно указанного пластового давления. Скважина продолжает работать даже после полной замены столба жидкости. Манометр фиксирует давление на буфере.	Выполнить перерасчет плотности по фактическому пластовому давлению. В расчете использовать давление столба жидкости глушения, находящейся в скважине, плотность которой известна и зафиксированное буферное давление. После перерасчета повторить операцию глушения.

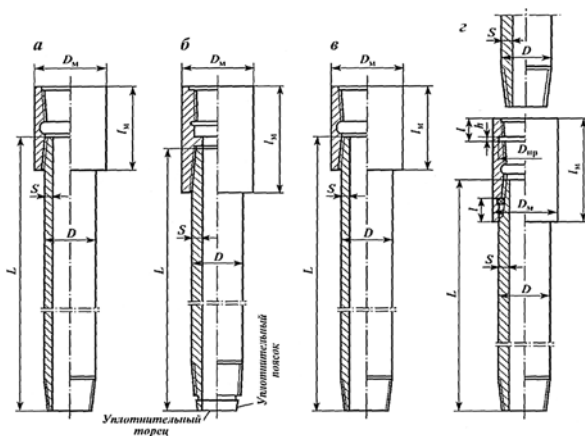
Раздел 18

Насосно-компрессорные трубы

Основные типы отечественных НКТ

Отечественной промышленностью изготавливаются насосно-компрессорные трубы следующих конструкций:

- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 633 — 80)
- муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля (тип НКМ по ГОСТ 633 — 80).
- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью (ТУ 14-3-1282 — 84)



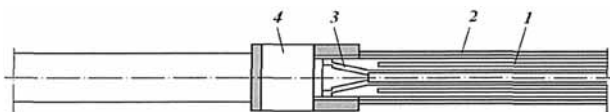
Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие:

- а — с конической резьбой треугольного профиля;
 б — с конической резьбой трапецеидального профиля и уплотнительным пояском; в — с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью; г — с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1534 — 87).

Изготовители: Синарский трубный завод (СинТЗ), Первоуральский новотрубный завод (ПНТЗ).

- Термоизолированные насосно-компрессорные трубы-тип ТТ 89/50. Используются для добычи высоковязких нефтей с использованием метода закачки в пласт теплоносителей.

Разработчики: АО «Удмуртнефть» и АО «Вакууммаш».



Труба насосно-компрессорная термоизолированная:

1 — изоляция экранно-вакуумная; 2 — труба наружная;
3 — труба внутренняя; 4 — муфта

Техническая характеристика термоизолированных труб типа ТТ 89/50

Диаметр наружный, мм	89
Условный проход, мм	38
Тип присоединительной резьбы	НКМ-89
Рабочая температура, °С	323
Рабочее давление, МПа	16
Тип изоляции	экранно-вакуумный
Потери температуры на 1000 м, °С	27

Примечание: При испытаниях опытной партии потери составили 22 °С.

Эти же трубы и такой конструкции могут применяться при строительстве скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются отложения многолетнемерзлых пород для предупреждения их растепления в период эксплуатации скважин.

Освоен выпуск труб с различными покрытиями и другими изготовителями России.

Изготовитель: АО «Удмуртнефть» — трубы ТТ 89/50.

Характеристики технологических труб

Основные параметры труб и замков	73 ТТ95-57		73 ТТ98-57	
	Д	Е	Д	Е
1	2	3	4	5
Наружный диаметр труб, мм	73	73		
Толщина стенки, s, мм	5,5	6,5		
Площадь сечения тела трубы, см ²	11,66	13,75		
Предел текучести тела трубы, σ_T , Н/мм ² (кгс/мм ²)	379 (38,7)	551 (56,2)	379 (38,7)	551 (56,2)
Растягивающая нагрузка, при кото- рой напряжения в теле трубы дости- гают предела текучести, кН (тс)	442 (45,1)	642 (65,5)	515 (52,5)	748 (76,3)
Крутящий момент, при котором на- пряжения в теле трубы достигают предела текучести, Н*м (кгс*м)	9722 (990)	14122 (1440)	11018 (1120)	16000 (1630)
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, Мпа (кгс/см ²)	67,3 (686)	97,7 (997)	82,2 (837)	119,3 (1217)
Сминающее давление, Мпа (кгс/см ²)	67,3 (686)	70,0 (714)	87,0 (888)	91,1 (929)
Внутренний диаметр тела трубы, мм	62	60		
Объем 1 п.м. канала трубы, дм ³	3	2,8		
Типоразмер замка	ЗП 95-57	ЗП 98-57		
Замковая резьба по ГОСТ 28487	3-86	3-86		
Момент свинчивания замкового сое- динения, Н*м (кгс*м)	3976 (406)	4825 (492)		

1	2	3	4	5
Наружный диаметр замка, D*, мм	95,2	98,4		
Внутренний диаметр замка, мм	58,5	58,5		
Внутренний диаметр соединения труба-замок, мм	57,2 ^{+0,4} _{-0,8}	57,2 ^{+0,4} _{-0,8}		
Длина ниппеля и муфты под ключ:				
Ln, мм	125	125		
Lm, мм	151	151		
Масса замка, кг	13	14		
Масса двух высадок, кг	0,9	0,9		
Масса 1 м гладкой трубы, кг	9,2	10,65		
Приведенная масса 1 п.м. при Lтр=10 м, кг	10,2	12,2		
Глубина спуска технологических труб (при коэффициенте запаса на растягивающую нагрузку 1,3), м	3400	4940	3300	4000

Маркировка насосно-компрессорных труб

Маркировка труб должна соответствовать ГОСТ 10692-80 со следующими дополнениями:

1. На каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца, снабженного муфтой (или раструбного конца труб НКБ) должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой:

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- номер трубы;
- группа прочности;
- толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм) ;
- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- месяц и год выпуска.

Место нанесения маркировки должно быть обведено или подчеркнуто устойчивой светлой краской. Высота знаков маркировки должна быть 5—8 мм.

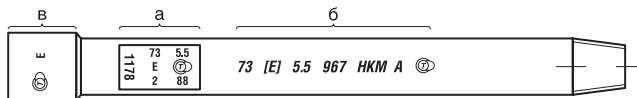
2. Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской:

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- группа прочности (для гладких труб с термоупрочненными кольцами дополнительно маркируется «ТУК»);
- толщина стенки в миллиметрах (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм);
- длина трубы в сантиметрах;
- тип трубы (кроме гладких труб);
- вид исполнения (при поставке труб исполнения А);
- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;

Высота знаков маркировки должна быть 20—50 мм.

3. На каждой муфте должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой товарного знака предприятия-изготовителя, группы прочности и вида исполнения муфты (для муфт исполнения А).

Пример маркировки Насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80 (Синарского трубного завода)



а. Маркировка труб клеймением:

- 1178** — номер трубы
С — товарный знак завода
73 — условный диаметр трубы, мм
5,5 — толщина стенки трубы, мм

- 2 — месяц изготовления
 88 — год изготовления
 Е — группа прочности

б. Маркировка труб краской:

- 73 — условный диаметр, мм
 НКМ — тип соединения
 [Е] — группа прочности (квадратные скобки обозначают, что труба была подвергнута неразрушающему контролю)
 А — вид исполнения (только на трубах исполнения А)
 55 — толщина стенки, мм
 С — товарный знак завода
 967 — длина трубы, см

в. Маркировка муфт клеймением:

- С — товарный знак завода
 Е — группа прочности

Механические свойства сталей для насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Показатель	Группа прочности стали		
	Д	К	Е
Временное сопротивление σ_B МПа, не менее	655 (638)	687	689
Предел текучести σ_T , МПа, не менее не более	379 (373) 552	491 —	552 758
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3	12,0	13,0

Теоретическая масса 1 м колонны, кг/м

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы по ГОСТ 633-80			
		гладкие	с высаженными наружу концами	НКМ	НКБ
48	4.0	4.45	4.54	—	—
60	5.0	7.01	7.12	7.07	7.07
73	5.5	9.47	9.64	9.48	9.44
	7.0	11.7	11.87	11.71	11.73
89	6.5	13.68	13.93	13.75	13.63
	8.0	—	16.69	—	16.46
102	6.5	15.80	16.05	15.88	15.74
114	7.0	19.13	19.49	19.42	19.09

Примечание: теоретическая масса 1 м колонны принята с учетом массы муфты и высадок.

Предельные (соответствующие пределу текучести) нагрузки для насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80, кН

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Статгивающая нагрузка Qстр для гладких труб групп прочности						Растгивающая нагрузка Qт для труб с высаженными концами и типа НКБ групп прочности						Растгивающая нагрузка Qт для труб типа НКМ групп прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М			
60	5,0	196	250	285	337	388	322	425	468	552	640	265	348	382	452	522			
	5,5	278	365	402	476	540	435	572	620	743	855	363	476	524	610	716			
73	7,0	370	486	535	636	730	540	712	783	935	1065	468	617	680	804	925			
	6,5	415	546	620	710	820	622	818	900	1065	1227	549	710	780	921	1064			
89	8,0	—	—	—	—	—	754	995	1090	1298	1435	670	882	967	1142	1320			
	6,5	440	580	640	755	870	723	951	1040	1237	1430	622	820	902	1065	1230			
102	7,0	545	717	833	932	1076	880	1155	1270	1505	1745	766	1070	1110	1310	1510			

Примечание: 1 кН = 9,81 тс.

Давления при которых напряжения в теле труб по ГОСТ 633-80 достигают предела текучести, МПа

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенок, мм	Внутреннее давление Р _т для труб групп прочности					Наружное давление Р _{кр} для труб групп прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5,0	54,3	71,5	80,5	95,3	105,5	39,0	50,0	54,6	63,1	71,4
73	5,5	49,2	64,8	72,8	86,2	95,6	36,2	46,5	50,5	58,0	65,2
	7,0	62,5	82,4	92,7	109,8	121,6	51,0	66,0	72,3	84,1	95,8
89	6,5	47,6	62,7	70,5	83,5	92,5	36,6	46,5	50,6	58,0	65,0
	8,0	58,5	77,0	86,6	102,6	113,6	48,7	63,1	69,0	80,4	91,0
102	6,5	41,6	54,8	61,7	73,0	81,0	29,6	37,6	40,5	45,9	50,8
114	7,0	40,0	52,5	59,0	70,0	77,8	28,9	36,2	38,8	43,9	48,3

Коэффициенты запаса прочности для труб по ГОСТ 633-80 в наклонно- направленных и искривленных скважинах

Условный диаметр, мм	Группа прочности труб					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Интенсивность искривления $\alpha = 1$ град/10м						
60	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31
73	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,31
89	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31
102	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32
114	1,35	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32
Интенсивность искривления $\alpha = 2$ град/10м						
60	1,35	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32
73	1,36	1,35	1,34	1,34	1,33	1,33
89	1,38	1,36	1,35	1,34	1,34	1,33
102	1,39	1,37	1,36	1,35	1,35	1,34
114	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34
Интенсивность искривления $\alpha = 3$ град/10м						
60	1,38	1,36	1,36	1,35	1,34	1,33
73	1,40	1,38	1,37	1,35	1,35	1,34
89	1,42	1,39	1,38	1,36	1,36	1,35
102	1,44	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36
114	1,46	1,42	1,40	1,39	1,38	1,36

Основные технические характеристики насосно-компрессорных труб (стандарт АНИ)

Импортные насосно-компрессорные трубы изготавливаются, как правило, в соответствии со стандартами американского нефтяного института (АНИ) и по технической документации фирм.

Трубы и муфты к ним изготавливаются из стандартизированных сталей марок N-40, J-55, N-80, L-80, C-90, C-95, P-110 (стандарт 5СТ АНИ).

Трубы по стандартам АНИ изготавливаются с муфтовыми резьбовыми соединениями, как гладкие, так и с высаженными наружу концами. Эти трубы имеют резьбу треугольного профиля и могут быть свинчены с трубами по ГОСТ 633-80 без применения переводников

Показатели	Марка стали					
	N-40	J-55	N-80	C-90	L-80	P-110
Предел текучести, МПа:						
- наименьший	275	379	552	654	552	723
- наибольший	—	552	758	758	654	930
Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	413	516	689	723	654	827

Теоретическая масса 1 м колонны, составленной из труб по стандарту АНИ, кг/м

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб			
		Гладкие	С высаженными концами		Безмуфтовые
			С нормальными муфтами	Со специальными муфтами уменьшенного диаметра	
60,3	4,24	5,95	—	—	—
	4,83	6,85	6,99	6,82	—
	6,45	8,63	8,85	8,75	—
73,0	5,51	9,52	9,67	9,45	—
	7,82	12,80	12,95	12,79	—
88,9	5,49	11,46	—	—	—
	6,45	13,69	13,84	13,51	—
	7,34	15,18	—	—	—
	9,52	18,90	19,27	18,96	—
101,6	5,74	14,14	—	—	—
	6,65	-	16,37	—	—
114,3	6,88	18,75	18,97	—	—

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в резьбовой части соединений труб, изготавливаемых по стандартам АНИ, достигают предела текучести, кН

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали			
		H-40	J-55	C-75	N-80 (L - 80)
Трубы гладкие					
60,3	4,24	134	184	251	268
	4,83	160	220	300	319
	6,45	—	—	429	458
73,0	5,51	234	322	440	469
	7,82	—	—	663	709
88,9	5,49	289	398	542	578
	6,45	354	487	662	708
	7,34	412	566	771	823
	9,52	—	—	1027	1096
101,6	5,74	321	440	600	640
114,3	6,88	461	637	872	916

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести (для труб с высаженными наружу концами и труб с фирменными резьбовыми соединениями изготавливаемых по стандартам АНИ), кН

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб					
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95
60,3	4,83	232	319	435	464	522	552
	5,54	—	362	493	526	592	624
	6,45	—	414	564	602	677	715
	6,63	—	424	578	618	696	735
	7,11	—	-	615	656	737	778
	8,53	—	526	718	765	861	909
73,0	5,51	322	443	604	645	725	765
	7,01	—	552	752	802	902	952
	7,82	—	610	828	884	994	1049
	8,64	—	663	902	961	—	—
88,9	5,49	—	549	744	794	890	943
	6,45	461	637	864	922	1037	1095
	7,34	—	716	973	1038	1167	1232
101,6	5,74	—	657	894	954	1073	1133
	6,65	549	755	1026	1095	1231	1300
	7,26	588	814	1110	1186	1333	1411
	8,38	—	931	1269	1354	1523	1608
114,3	6,88	637	884	1201	1281	1441	1521
	7,37	—	941	1281	1366	1537	1622
	8,56	—	1078	1471	1569	1765	1883

Взаимозаменяемость импортных (АНИ 5СТ) и отечественных (ГОСТ 633-80) НКТ по марками группам прочности, типам производимых резьбовых соединений

Группа труб	Характеристика труб				Стандартные (АНИ и ГОСТ) резьбовые соединения для труб НКТ	
	Импортные		Отечественные		Импортных	Отечественных
	Марка стали	Предел текучести, кгс/мм ²	Группа прочности	Предел текучести, кгс/мм ²		
Низкопрочные	H-40	27,6	н/а ¹	н/а ¹	Закругленного треугольного профиля, в том числе с тефлоновым кольцом	Треугольного профиля, в том числе с фторопластовым кольцом
	J-55, K-55	37,9	Д	38,7		
	н/а ¹	н/а ¹	К	50,0		
	N-80	55,2	Е	56,2		
С ограниченным пределом текучести ²	L-80	55,2	н/а ¹	н/а ¹	ИНТЕГРАЛ	НКБ, в том числе с фторопластовым кольцом
	C-90	62,0	н/а ¹	н/а ¹		
	C-95 ³	65,5	н/а ¹	н/а ¹		
Высокопрочные	P-110	75,8	M ⁴	77,3	Фирменные резьбы VAM. FOX.TDS. NK-3SB и т.д.	НКМ

Примечание:

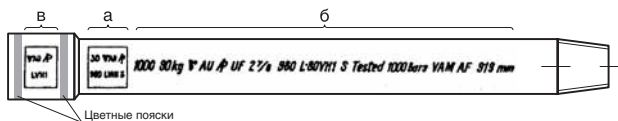
¹нет аналога;

²трубы для сероводородосодержащих и кислых сред;

³для температуры 65⁰С;

⁴изготавливается в ограниченном объеме по спецзаказу.

Пример маркировки насосно-компрессорных труб марки L-80VH1 с наружным диаметром 73,0 мм и толщиной стенки 9,19 мм выпускаемых по стандартам API (производство Фирмы «Валлурек» Франция)



а. Маркировка труб клеймением

- 30** — номер трубы в поставляемой партии
- 980** — масса 1 фута трубы, фунтов
- vau** — товарный знак фирмы
- LVH1** — марка трубы (условная)
- S** — обозначение способа изготовления трубы

б. Маркировка труб краской

- 1000** — длина трубы, см
- S** — обозначение способа изготовления трубы
- 90 kg** — масса трубы, кг
- Tested** — знак проведения гидроиспытаний трубы
- vau** — товарный знак фирмы
- 1000 Bars** — давление гидроиспытания, бар
- VAM AF** — тип резьбового соединения
- 2 7/8** — условный наружный диаметр, дюймов
- 919 mm** — толщина стенки, мм (без запятой)
- 980** — масса 1 фута трубы, фунтов
- L-80VH1** — марка трубы

в. Маркировка муфт клеймением

- vau** — товарный знак фирмы
- L-80VH1** — марка трубы
- монограмма API

Примечание.

Муфта окрашена в красный цвет. На нее нанесены два цветных пояска — красный и фиолетовый.

Цветная опознавательная маркировка обсадных и насосно-компрессорных труб, выпускаемых по стандартам API (США)

Группа прочности	Окраска муфты	Цветные пояски	
		Муфта	Тело трубы
H-40	Черная	—	Черный
J-55	Зеленая	—	Зеленый
K-55	Зеленая	—	Два зеленых
N-80	Красная	—	Красный
P-105	Белая	—	Белый
P-110	Белая	—	Белый
Q-125	Оранжевая	—	Оранжевый
C-75	Голубая	—	Голубой
C-75, 9Cr	Голубая	Два желтых	Голубой + два желтых
C-75, 13Cr	Голубая	Желтый	Голубой + желтый
L-80	Красная	Коричневый	Коричневый
L-80, 9Cr	Красная	Два желтых	Красно-коричневый + два желтых
L-80, 13Cr	Красная	Желтый	Красно-коричневый + желтый
C-90	Фиолетовая	—	Фиолетовый
C-95	Коричневая	—	Коричневый

Давления, при которых напряжения в теле труб, изготавливаемых по стандартам АНИ, достигают предела текучести, МПа

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Внутреннее давление						Наружное давление					
		H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95	H-40	J-55 (K-55)	C-75	N-80 (L-80)	C-90	C-95
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
60,3	4,24	34	47	64	68	—	—	36	50	66	69	—	—
	4,83	39	53	72	77	87	92	41	56	76	81	91	97
	5,54	—	61	83	89	100	105	—	63	86	92	104	109
	6,45	—	71	97	103	115	123	—	72	99	105	119	125
	6,63	—	73	99	106	—	—	—	74	101	108	—	—
7,30	7,11	—	—	107	114	128	135	—	—	108	115	129	136
	5,51	36	50	68	73	82	87	38	53	72	77	85	89
	7,01	—	64	87	93	104	110	—	66	90	96	108	114
	7,82	—	71	97	103	116	123	—	73	99	106	119	125

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
88,9	5,49	30	41	56	60	67	71	32	41	52	54	59	61
	6,45	35	48	66	70	79	83	37	51	69	73	80	83
	7,34	40	55	75	80	90	95	42	57	78	84	94	99
	9,35	—	70	95	102	—	—	—	71	97	104	—	—
101,6	5,74	27	37	51	55	61	65	28	35	44	45	49	50
	6,65	32	43	59	63	71	75	34	45	58	61	66	69
	7,26	—	47	65	69	—	—	—	50	67	71	—	—
114,3	5,69	—	33	45	48	54	57	22	28	33	34	36	37
	6,88	29	40	54	58	65	69	31	39	49	52	56	58
	7,37	—	43	58	62	70	74	—	44	56	59	64	67
	8,56	—	50	68	72	81	86	—	52	72	76	84	88

Расчет колонны насосно-компрессорных труб

Допустимая растягивающая нагрузка Q_p , действующая на верхнюю трубу каждой ступени (секции) должна составлять:

- для труб с гладкими концами и труб НКМ:

$$[Q_p] \leq \frac{(Q_{стр})}{n_1};$$

- для труб с высаженными наружу концами и труб НКБ:

$$[Q_p] \leq \frac{(Q_T)}{n_1},$$

где:

n_1 — нормативный коэффициент запаса прочности.

Для НКТ изготовленных по ГОСТ 633-80 в вертикальных скважинах $n_1 = 1,3—1,5$.

Предельную глубину спуска одноразмерной равнопрочной колонны труб ($L_{доп}$) исходя из расчета на растяжение от собственного веса определяется по формуле:

$$L_{доп} = \frac{(Q_T)}{(n_1 \rho g)};$$

где:

Q_T — предельная нагрузка, кН,
 n_1 — коэффициент запаса прочности,
 ρ — плотность стали (7800 кг/м³),
 g — ускорение свободного падения.

Предельное растягивающее усилие Q_T (Н), при котором в теле труб с высаженными наружу концами и безмуфтовых труб с высаженными наружу концами (НКБ) по ГОСТ 633-80 возникает напряжение, равное пределу текучести, определяется по формуле:

$$Q_T = \pi D S \sigma_T$$

где:

- D** — наружный диаметр трубы, м;
S — толщина стенки трубы, м;
 σ_T — предел текучести материала труб, Па.

Внутреннее избыточное давление P_T (Па), при котором наибольшее напряжение в трубах достигает предела текучести, определяется по формуле:

$$P_T = 0,875 \frac{2S\sigma_T}{D},$$

где:

- 0,875** — коэффициент учитывающий разностенность сечения трубы.

Расчет колонны НКТ для наклонно-направленных и искривленных скважин производят как и для вертикальных скважин на с применением нормативного коэффициента запаса прочности n_1 приведены выше в таблице.

Внутреннее избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести, не должно превышать допускаемого значения P_T

$$P_{ви2} \ P_T/n_2$$

где:

- n_2** — нормативный коэффициент запаса прочности. Для НКТ изготовленных по ГОСТ 633-80 $n_2 = 1,32$

Наружное избыточное давление, при котором наибольшее напряжение в теле трубы достигает предела текучести, не должно превышать допускаемого значения $P_{кр}$

$$P_{ни2} \ P_{кр}/n_3$$

где:

- n_3** — нормативный коэффициент запаса прочности. $n_3 = 1,15$

Раздел 19

Внутрискважинные насосы

Штанговые насосы

**Обозначение насосов
по ОСТ 26-16-06-86:**

XXX X - XX - XX - XX - X
1 2 3 4 5 6

1. Тип насоса: НВ1, НВ2, НН, НН1, НН2.

2. Исполнение насоса по конструкции цилиндра и конструктивным особенностям самого насоса:

Б — безвтулочный, толстостенный
цельный цилиндр;

С — втулочный, составной цилиндр;

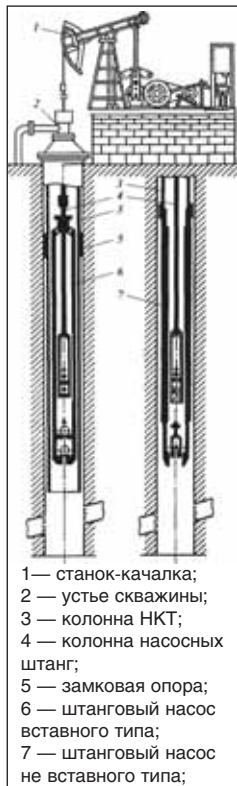
И — износостойкое исполнение.
Буква И ставится в конце обозначения насоса и означает, что насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей от 1,3 до 3,5 г/л; если этой буквы нет, то насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей до 1,3 г/л;

Т — насос с полым штоком.

A — насос с автосцепом колонны штанг с плунжером.
Применяется только для насосов НН:

Д1, Д2 — специальные двухплунжерные насосы для откачки высоковязких, газированных жидкостей или для утяжеления низа штанговой колонны при ходе плунжера вниз.

3. Условный диаметр насоса в миллиметрах. Стандарт предусматривает выпуск насосов условным диаметром 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95 и 102 мм.



Условный диаметр насоса определяется диаметром плунжера и может не совпадать с фактическим его значением. Например, насосы условным диаметром 32 мм будут иметь разброс фактических диаметров плунжеров от 31,9 до 32,425 с шагом 0,025 мм.

4. Максимальный ход плунжера в миллиметрах, уменьшенный в 100 раз.

5. Напор в метрах водяного столба, уменьшенный в 100 раз.

6. Группа посадки О, 1, 2, 3 по степени увеличения зазора между плунжером и цилиндром.

Примеры обозначения штанговых насосов

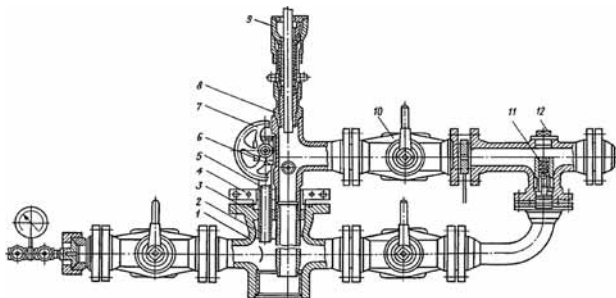
Насос НН2Б-44-30-12-1 — насос не вставной с ловителем, цилиндр цельный безвтулочный, условный диаметр 44 мм, максимальный ход плунжера 3000 мм, напор 1200 м, 1 группа посадки, нормальное исполнение.

Насос НВ1БТ-32-30-15-ОИ — насос вставной с замком наверху, цилиндр цельный безвтулочный, полый шток для подъема жидкости по полым штангам, условный диаметр 32 мм, максимальный ход плунжера 3000 мм, напор 1500 м, 0 группа посадки, износостойкое исполнение.

Насос НВ1БД1-38/57-25-12-2 — насос вставной с замком наверху, цилиндр цельный безвтулочный, насос двухплунжерный специальный, один плунжер — верхний с условным диаметром 57 мм, другой — нижний 38 мм, максимальный ход плунжера 2500 мм, напор 1200 м, 2 группа посадки, нормальное исполнение.

Насос ННБА-95-45-08-2 — насос невставной, цилиндр цельный безвтулочный, с автосцепом и сливным устройством, условный диаметр 95 мм, максимальный ход плунжера 4500 мм, напор 800 м, 2 группа посадки, нормальное исполнение по стойкости к среде.

Оборудование устья скважины.



Оборудование устья ОУ140-146/168-65Б:

- 1 — крестовик; 2 — конусная подвеска; 3 — резиновые уплотнения;
 4 — разъемный фланец; 5 — патрубок; 6 — тройник; 7 задвижка;
 8 — сальник устьевого СУС2; 9, 11 — обратный клапан;
 10 — кран; 12 — пробка.

Штанговые скважинные насосы зарубежного производства

Основные типы штанговых насосов зарубежного производства

Тип насоса	Металлический плунжер		Плунжер с мягким уплотнением	
	с толсто- стенным цилиндром	с тонко- стенным цилиндром	с толсто- стенным цилиндром	с тонко- стенным цилиндром
Вставной:				
неподвижный цилиндр, верхнее крепление	RHA	RWA	нет	RSA
неподвижный цилиндр, нижнее крепление	RHB	RWB	нет	RSB
подвижный рабочий ци- линдр, нижнее крепление	RHT	RWT	нет	RST
Невставной	TH	нет	TP	нет

Первая буква R или T означает тип насоса: вставной, т.е. опускаемый на штангах (Rod — штанга), или невставной, т.е. опускаемый на трубах (Tube — труба). Вторая буква H, W или S означает тип цилиндра; толстостенный H (Hard — тяжелый), тонкостенный W (Weak — слабый); буква S означает тип плунжера с мягким уплотнением (Soft — мягкий).

Обозначение штангового насоса по стандарту АНИ11АХ включает в себя:

- оптимальный условный диаметр НКТ для данного насоса;
- условный диаметр насоса;
- тип насоса (вставной или невставной);
- тип цилиндра насоса и плунжера (толсто- или тонкостенный цилиндр, металлический плунжер или плунжер с мягким уплотнением);
- расположение замковой опоры (верхнее или нижнее), если насос вставной;
- тип замковой опоры насоса (манжетная или механическая);
- длину цилиндра в футах или число втулок, если насос втулочный;
- номинальную длину плунжера в футах;
- общую длину удлинителей в полных футах, если есть удлинители цилиндров.

XX	XXX	X	X	X	X	X	X	X
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1. Общая длина удлинителей, в полных футах
2. Номинальная длина плунжера, в футах
3. Длина цилиндра, в футах
4. Тип замковой опоры:

C — манжетная,

M — механическая

5. Расположение замковой опоры:

A — верхнее

В — нижнее

Т — нижнее с подвижным цилиндром

6. Рабочий цилиндр:

- для металлического плунжера (**Н** — толстостенный, **W** — тонкостенный);
- для плунжера с мягким уплотнением (**S** — тонкостенный, **P** — толстостенный)

7. Тип насоса:

Т — не вставной (опускаемый на трубах);

R — вставной (опускаемый на штангах)

8. Диаметр насоса (номинальный размер)

125 — 1^{1/4}» (31,8 мм)

150 — 1^{1/2}» (38,1 мм)

175 — 1^{3/4}» (44,5 мм)

178 — 1^{25/32}» (45,2 мм)

200 — 2» (50,8 мм)

225 — 2^{1/4}» (57,2 мм)

250 — 2^{1/2}» (63,5 мм)

275 — 2^{3/4}» (69,9 мм)

9. Диаметр НКТ:

15 — 1,9000» (48,3 мм)

20 — 2^{3/8}» (60,3 мм)

25 — 2^{7/8}» (73,0 мм)

30 — 3^{1/2}» (88,9 мм)

Примеры обозначения штанговых насосов зарубежного производства

Насос 20-125-RHBC10-4-2.

20 (2^{3/8}) — номинальный диаметр НКТ;

125 — диаметр насоса (номинальный размер);

RHBC — насос штанговый вставного типа, с толстостенным цилиндром, металлическим плунжером, с нижним креплением, с замковой опорой манжетного типа, для работы в трубах 2^{3/8}» (60,3 мм), условный диаметр насоса 1^{1/2}» (31,8 мм);

- 10 — длина цилиндра 10 футов (3,048 м);
 4 — длина плунжера 4 фута (1,22 м);
 2 — общая длина удлинителей 2 фута (0,61 м).

Насос 120-125RHAM-12-4-3.

- 20(2³/₈) — номинальный диаметр НКТ;
 125 — диаметр насоса (номинальный размер);
 RHBC — насос штанговый вставного типа, с толсто-стенным цилиндром, металлическим плунжером, с верхним креплением, с замковой опорой механического типа, для работы в трубах 2³/₈» (60,3 мм), условный диаметр насоса 1¹/₂ (31,8 мм);
 12 — длина цилиндра 12 футов (3,658 м);
 4 — длина плунжера 4 фута (1,22 м);
 3 — общая длина удлинителей 3 фута (0,914 м).

Насосные штанги

Характеристика материалов отечественных насосных штанг

Показатель	Сталь марки				
	40	20Н2М	30ХМА	15НЗМА	15Х2НМФ
Предел прочности при растяжении, МПа	570	630	610	650	700
Предел текучести, МПа	320	520	400	500	630
Относительное сужение, %	45	65	62	60	63
Твердость по Бринеллю	217	260	229	229	255

Техническая характеристика полых штанг

Диаметр наружный, мм	42
Толщина стенки, мм	3,5
Диаметр наружной муфты, мм	57
Длина штанги, мм:	
- полномерной	6000
- укороченной	1000, 1500, 2000
Масса полномерной штанги, кг	25
Допускаемое поверхностное напряжение, МПа	80

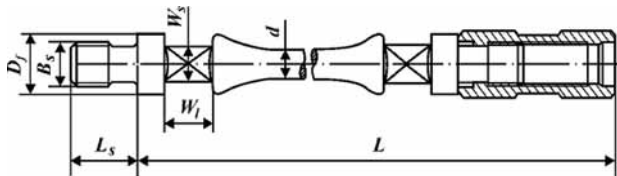
Штанги и муфты зарубежного производства

По показателям прочности стандарт АНИ разделяет штанги на классы:

Класс АНИК. Предел прочности на растяжение — минимум 85 000 фунтов на квадратный дюйм (590 МПа), максимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа).

Класс АНИС. Предел прочности на растяжение — минимум 90 000 фунтов на квадратный дюйм (630 МПа), максимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа).

Класс АНИД. Предел прочности на растяжение — минимум 115 000 фунтов на квадратный дюйм (790 МПа), максимум 140 000 фунтов на квадратный дюйм (969 МПа).



Насосные штанги, по стандарту АНИ

Номинальный размер				Размер под ключ Ws, мм	Длина лыски под ключ Wl, мм	Диаметр бурта Df, мм	Номинальный диаметр резьбы Bs, мм	Длина ниппеля Ls, мм
Диаметр штанги d		Длина штанги L**						
дюймы	мм	футы	мм					
Vs	15,9	25 или 30	7620 или 9140	22,2	31,75	31,75	23,8	31,75
V4	19,0	25 или 30	7620 или 9140	25,4	31,75	38,1	26,99	36,5
Vs	22,2	25 или 30	7620 или 9140	25,4	31,75	41,28	30,16	41,28
1	25,4	25 или 30	7620 или 9140	33,3	38,1	50,8	34,52	47,63
1 1/8	28,6	25 или 30	7620 или 9140	38,1	41,28	57,2	39,69	53,98

* Допуск ± 2 дюйма (50,8 мм).

** Допуск ± 0,8 мм.

Квадрат штанги маркируется твердым штампом, где указывается фирменный знак изготовителя, обозначение стандарта, класс АНИ, код идентификации расплава, месяц и год изготовления

Размеры муфты, по стандарту АНИ

Диаметр штанги		Наружный диаметр W, мм	Длина Nf, мм	Размер под ключ Ws, мм	Длина лыски под ключ Wf, мм	Масса муфты, кг
дюйм	мм					
5/8	15,9	38,1	101,6	34,9	31,8	0,60
3/4	19,0	41,3	101,6	38,1	31,8	0,70
7/8	22,2	46,0	101,6	41,3	31,8	0,85
1	25,4	55,6	101,6	47,6	38,1	1,10
1 1/8	28,6	60,3	114,3	53,99	41,3	2,00

Эксплуатация нефтяных скважин электроцентробежными насосами

Техническая характеристика погружных центробежных электронасосов

Шифр насоса	К.П.Д., %	Номинальная подача, м³/сут	Напор, м	Число ступеней	Число секций
1	2	3	4	5	6
ЭЦНМ5А-10-1100	28	10	110	254	2
ЭЦНМ5В-10-300	28	10	1300	299	2
ЭЦНМ5С-10-1550	28	10	1550	344	2
ЭЦНМ5D-10-1700	28	10	1700	390	2
ЭЦНМ5Е-10-2000	28	10	2000	436	2
ЭЦНМ5А-20-1000	37	20	1000	246	2
ЭЦНМ5В-20-1200	37	20	1200	290	2
ЭЦНМ5С-20-1400	37	20	1400	334	2
ЭЦНМ5D-20-1600	37	20	1600	378	2
ЭЦНМ5Е-20-1800	37	20	1800	422	2
ЭЦНМ5F-20-2000	37	20	2000	501	3
2 ЭЦН5-40-1400	39,6	40	1425-1015	273	2
ЭЦН5-40-1750	43	40	1800	349	3
ЭЦНМ5А-50-1000	45	50	1000	192	1
ЭЦНМ5В-50-1100	45	50	1100	224	2
ЭЦНМ5С-50-1300	45	50	1300	264	2

1	2	3	4	5	6
ЭЦНМ5D-50-1550	45	50	1550	303	2
ЭЦНМ5E-50-1700	45	50	1700	344	2
ЭЦНМ5F-50-2000	45	50	2000	384	2
2 ЭЦН5-80-1200	51,5	80	1285-715	274	2
ЭЦН5-80-1550	51,5	80	1600	364	2
ЭЦН5-80-1800	51,5	80	1780	413	3
3ЭЦН5-130-1200	58,5	130	1330-870	283	2
ЭЦН5-130-1400	58,5	130	1460	348	3
2ЭЦН5-200-800	50	200	960-545	225	2
1ЭЦН5А-100-1350	51	100	1520-1090	264	2
1ЭЦН5А-160-1100	58,7	160	1225-710	224	2
2 ЭЦН5-80-1200	51,5	80	1285-715	274	2
ЭЦН5-80-1550	51,5	80	1600	364	2
ЭЦН5-80-1800	51,5	80	1780	413	3
3ЭЦН5-130-1200	58,5	130	1330-870	283	2
ЭЦН5-130-1400	58,5	130	1460	348	3
2ЭЦН5-200-800	50	200	960-545	225	2
1ЭЦН5А-100-1350	51	100	1520-1090	264	2
1ЭЦН5А-160-1100	58,7	160	1225-710	224	2
2ЭЦН5А-160-1200	61	160	1560-1040	274	3
ЭЦН5А-160-1750	61	160	1755	346	2
1ЭЦН5А-250-800	60,3	250	890-490	145	2
1ЭЦН5А-250-1000	60,2	250	1160-610	185	2
1ЭЦН5А-250-1400	60	250	1580-930	265	3

1	2	3	4	5	6
1ЭЦН5А-360-600	59,7	360	660-490	134	2
2ЭЦН5А-360-700	60	360	810-550	161	2
2ЭЦН5А-360-850	60,7	360	950-680	184	3
2ЭЦН5А-360-1100	59,5	360	1260-920	248	3
1ЭЦН5А-500-800	59,5	500	830-700	213	3
1ЭЦН6-100-1500	49	100	1610-1090	213	2
2ЭЦН6-160-1450	57,6	160	1715-1230	249	2
4ЭЦН6-250-1050	63	250	1100-820	185	2
2ЭЦН6-250-1400	62,6	250	1590-1040	231	2
ЭЦН6-250-1600	62,6	250	1700-1080	253	2
2ЭЦН6-350-850	65	350	1035-560	127	2
3ЭЦН6-350-110	65	350	1120	168	2
2ЭЦН6-500-750	63	500	930-490	145	2
1ЭЦН6-700-800	58	700	850-550	152	3
1ЭЦН6-500-1100	59	500	1350-600	217	3
ЭЦН6-700-1100	60	700	1220-780	233	4
ЭЦН6-1000-900	60	1000	1085-510	208	4
2ЭЦНИ6-350-1100	62,1	350	1170-710	154	2
2ЭЦНИ6-500-750	61,5	500	860-480	157	2
ЭЦНК5-80-1200	49,5	80	1250-785	274	2
ЭЦНК5-80-1550	51,5	80	1600	364	2
ЭЦНК5-130-1200	58,5	130	1330-870	283	2
ЭЦНК5-130-1400	58,5	130	1460	348	3

Электропогружное оборудование фирмы «REDA».

Тип ЭЦН	Кол-во ступеней	Кол-во секций общее	Длина секции ЭЦН мм/Ft	Длина ЭЦН+ г/д+г/с мм/Ft	Вес секции ЭЦН кг	Вес установки кг
1	2	3	4	5	6	7
DN 280	154	1	3650 / 12		117	
	173	1	4100 / 13,5		130	
	231	1	5400 / 17,8		171	
	404	2		12800 / 42		604
	539	3		16000 / 52,5		760
	558	3		16450 / 54		960
DN 440	52	1	1500 / 5		48	
	89	1	2380 / 7,9		76	
	107	1	2805 / 9,3		89	
	125	1	3231 / 10,7		103	
	143	1	3600 / 11,9		117	
	161	1	4100 / 13,5		130	
	179	1	4550 / 15		144	
	216	1	5400 / 17,8		172	
	179	1		7850 / 25,8		410
	216	1		8700 / 28,6		447
	250	2		9762 / 32,1		395
	268	2		10205 / 33,5		522
	304	2		11000 / 36,1		550
	340	2		11950 / 39,3		629
	432	2		14100 / 46,3		699

1	2	3	4	5	6	7
DN 610	114	1	2880 / 9,5		111	
	172	1	4100 / 13,5		130	
	172	1		7400 / 24,3		433
	228	2		9060 / 29,8		577
	286	2		10280 / 33,8		596
DN 675	99	1	2400 / 8		76	
	119	1	2805 / 9,3		90	
	139	1	3231 / 10,7		103	
	219	1	4950 / 16,3		158	
	218	2		8505 / 28		521
	219	1		8240 / 27,5		513
	258	2		9336 / 30,7		548
	318	2		10640 / 35		642
DN 800	56	1	1506 / 5		48	
	133	1	3231 / 10,7		103	
	153	1	3660 / 12,1		117	
	172	1	4100 / 13,5		130	
	172	1		7400 / 24,3		433
	344	2		11500 / 37,8		671
	400	3		13006 / 42,7		719
DN 1000	129 C	1	3250 / 10,7		103	
	133	1	3250 / 10,7		103	
	229	1	5400 / 17,8		172	
	229	1		8700 / 28,6		580
	262	2		9800 / 32,2		614
	266	2		9800 / 32,2		617

1	2	3	4	5	6	7
DN1100	81C	1	2400 / 8		76	
	218C	1	5400 / 17,8		172	
	299C	2		11100 / 36,5		659
DN 1300	54 (C)	1	1500 / 5		48	
	129 (C)	1	3250 / 10,7		103	
	147 (C)	1	3660 / 12,1		117	
	129 (C)	1		9450 / 31		406
DN 1300	258 (C)	2		14800 / 48,6		617
	441 (C)	4		22450 / 73,7		1010
DN 1750	75	1	4100 / 13,5		130	
	83	1	4550 / 15		144	
	92	1	4950 / 16,3		158	
	99C	1	5800 / 19,1		228	
	116C	1	6650 / 22		262	
	125	1	6650 / 22		262	
	175	2		17200 / 56,5		710
	184	2		17600 / 57,8		724
	250	2		23150 / 76		1066
	267	3		24300 / 80		1002
	375	3		31150 / 102,2		1439
	450	4		36770 / 120,7		1560
DN 3000	89 C	1	5800 / 19,1		228	
	96 C	1	6220 / 20,5		245	
	103 C	1	6650 / 22		262	
	412 C	4		45700 / 150		2119

1	2	3	4	5	6	7
DN 3100	89	1	5400 / 17,8		172	
	111	1	6650 / 22		262	
	444	4		45700 / 150		2323
D 4300N	67 C	1	6650 / 22		262	
	268 C	4		43500 / 143		2026
	335 C	5		52610 / 172,6		2505
D 5800N	63 C	1	6220 / 21,5		245	
	67 C	1	6650 / 22		262	
	268 C	4		49240 / 162		2490
	315 C	5		54200 / 178		3261
	335 C	5		56350 / 185		3340
SN 8500	73 C	1	6650 / 22		447	
	219 C	3		52560 / 173		4282
GN 10000	58 C	1	6650 / 22		447	
	174 C	3		52560 / 173		4282
	232 C	4		59210 / 194,5		4571
HN 21000	31 C	1	4600 / 15,1		299	
	38 C	1	5500 / 18,1		352	
	69 C	2		36200 / 119		3168

Длина Г/С		
Серия	Тип	Длина мм
400	CRS	800
	VGSA	1060
540	VGSA	1300

Длина Г/З	
Серия	Длина мм
400	2,5
540	3,5

Длина ПЭД		
Обозначение	Л.С.	L мм
<i>456-серии</i>		
ПЭД	21	2073
ПЭД	26	2500
ПЭД	31	2900
ПЭД	42	3600
ПЭД	52	4400
ПЭД	62	5000
ПЭД	84	6550
ПЭД	104	7900
ПЭД	125	9420
ПЭДс	168	2*6550
ПЭД (доминатор)	180	9650
ПЭДс	208	2*7900
ПЭДс	250	2*9420
<i>538,540-серия</i>		
ПЭД	200	9270
ПЭДс	600	3*9270
<i>562-серия</i>		
ПЭД	375	10640
ПЭДс	700	2*10640

Пример обозначения электроцентробежных насосов:

1У9ЭЦН5А-250-1400

- 1** — порядковый номер модификации установки;
- У** — установка;
- 9** — порядковый номер модификации насоса;
- Э** — привод от погружного электродвигателя;
- Ц** — центробежный;
- Н** — насос;
- 5А** — группа насоса;
- 250** — подача, м³/сут;
- 1400** — напор, м.

Характеристика электрических кабелей

Техническая характеристика гидрозащиты

Марка кабеля	Число жил и площадь сечения мм ²	Максимальные наружные размеры, мм	Допустимое давление, МПа	Масса, кг/км
1	2	3	4	5
КПБК (кабель с полиэтиленовой изоляция, бро- нированный, кру- глый)	3x10	29,7	19,6	1016
	3x16	32,6		1269
	3x25	35,6		1622
	3x35	38,3		1969
	3x50	44,0		2314
КПБК (кабель с полиэтиленовой изоляция, бро- нированный, плоский)	3x4	9,7x19	19,6	380
	3x6	10,5x20,2		466
	3x10	13,6x33,8		438
	3x16	15x37,4		958
	3x25	15,4x43		1282
КППБПС (кабель с плотной полиэ- тиленовой изоля- цией, брониро- ванный, плоский)	3x10	13,2x27	19,6	966
	3x16	15x32,6		1265
	3x25	15,4x36,08		1730
	3x36	18,4x43,0		2098 941
	3x50	20,8x47,9		2641
КППБПС-0	3x10	13,2x27,0	19,6	941
	3x16	15x32,6		1189
	3x25	15,4x36		1535
	3x35	18,5x43,0		1890
	3x50	20,8x47,3		2404

1	2	3	4	5
КПБК (кабель с двойной полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый)	3x10	29,0	3300	898
	3x16	32,0		1125
	3x25	35,6		1564
	3x35	38,3		1913
	3x50	44,0		2425
КПБК (кабель с двойной полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский)	3x10	13,6x33,8	3300	1056
	3x16	15x37,4		1105
	3x25	15,4x43		1610
	3x35	18,0x48,2		2056
	3x50	19,7x52,3		2547
КППБПТ (кабель с плотно полиэтиленовой изоляцией, бронированный, теплостойкий)	3x10	13,6x33,8	3300	1056
	3x16	15x37,4		1105
НTRL (кабель термостойкий со специальной изоляцией, бронированный, круглый)	3x21,1	32,3	5000	3100
	3x33,6	35,3		3700
	3x42,4	36,8		4100
НTF3(кабель термостойкий со специальной изоляцией, бронированный, плоский)	3x13,3	14x35,6	5000	1800
	3x21,1	15x37,3		2200
	3x33,6	16x41,4		2800
	3x42,4	17x43,9		3100

Показатель	1Г51	1Г62
Рабочий объем жидкого масла, дм ³ :		
протектора	2,8	4,0
компенсатора	4,5	7,0
Мощность передаваемая, кВт, не более диаметр, мм:		
протектора	92	114
компенсатора	103	123

Техническая характеристика станции управления ШГС5803-49АРУ1

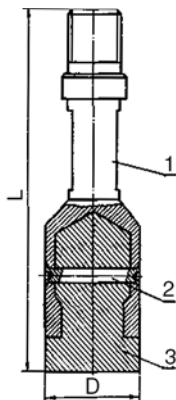
Напряжение, В:	
в сети	380
главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора)	2300
цепи управления	380
Ток главной цепи управления, А:	
на входе автотрансформатора или трансформатора	250
на выходе автотрансформатора или трансформатора	74

Раздел 20

**Инструменты, оборудование
для ликвидации аварий
при строительстве и ремонте скважин**

Трубные печати ПК

Предназначены для определения положения инструмента или оборудования в колонне н.к. труб.



1 — корпус; 2 — штифт;
3 — свинец

Типоразмер	Диаметр и толщина стенки н.к. труб, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПК- 60/50	60 x 5	155	1,3
ПК-73/59	73 x 7	160	1,7
ПК-73/62	73x 5,5	161	1,9
ПК-89/73	89 x 8	166	2,4
ПК-89/76	89 x 6,5	168	2,7

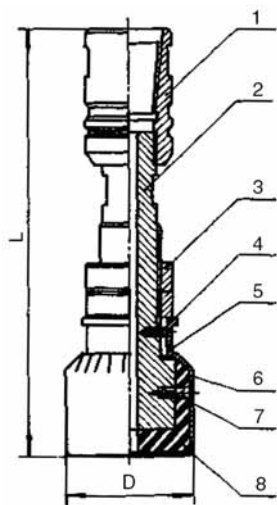
Присоединительная резьба — $\varnothing 16$, диаметр бурта для захвата ловильным инструментом — 35 мм (30мм для ПК-60/50).

Преимущества — простая конструкция.

Недостаток — необходимость расплавления свинца при восстановлении.

Универсальные печати ПУ 2

Предназначены для определения по оттиску, полученному на алюминиевой оболочке печати, положения верхнего конца объектов, оставшихся в скважине вследствие аварий.



- 1 — переводник; 2 — корпус;
3 — нажимная гайка;
4 — направляющий винт;
5 — нажимная втулка;
6 — оболочка алюминиевая;
7 — винт;
8 — стакан резиновый

Техническая характеристика универсальных печатей

Типоразмер печати	Условный. диаметр колонны обсадных, и насосно-компрессорных труб, мм	Наибольшая рабочая нагрузка для получения отпечатка, тс	Основные размеры, мм		Масса, кг
			диаметр D	длина L	
ПУ2-102	102*		75; 84	295	4,5
ПУ2-146	140—146	20(2)	106; 112; 118	360	10
ПУ2-168	168		125; 131; 137; 141	430	18

Печать битумная

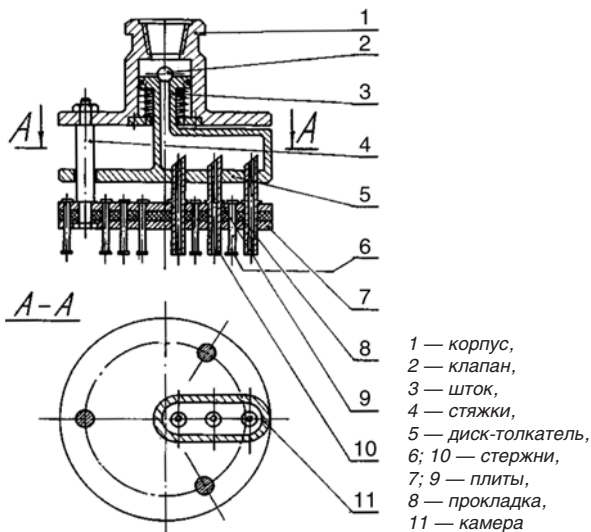
Предназначена для определения формы и положения верхних торцов оставленных в скважине предметов. Может быть также использована для залавливания мелких предметов — поясков, сухарей, металлических обломков и др.

Преимущества: простота конструкции, обеспечение глубоких следов предметов при небольшой массе грузоштанги.

Недостатки: трудность подбора в промысловых условиях битума с высокой температурой расплавления, возможность оставления битумной массы в скважине.

Скважинная печать

Предназначена для снятия отпечатка предметов, находящихся на забое скважины.



Преимущества: обеспечение очистки от осадков и снятия отпечатка всей поверхности забоя в скважинах большого диаметра, защита стержней от деформации и поломок при спуске печати в скважину и промывке забоя.

Недостатки: сложность конструкции, возможность самопроизвольного выдвижения и деформации стержней при промывке забоя с вращением труб, необходимость сливного устройства или инструмента для снятия шара перед подъемом труб с печатью.

Магнитные ловители типа МЛ ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».

Шифр типоразмера магнитного ловителя	МЛ 82	МЛ 89	МЛ 102	МЛ 114	МЛ 118	МЛ 127	МЛ 135
Наружный диаметр, мм	82,6	88,9	101,6	114,3	117,3	127	135
Условная грузоподъемная сила, кг	200	200	200	300	300	400	400
Присоединительная резьба	3-66	3-73	3-73	3-76	3-76	3-76	3-88
Шифр типоразмера магнитного ловителя	МЛ 140	МЛ 146	МЛ 152	МЛ 170	МЛ 188	МЛ 198	МЛ 203
Наружный диаметр, мм	139,7	146	152,4	170	177,8	198	203,2
Условная грузоподъемная сила, кг	400	600	600	600	800	1000	1000
Присоединительная резьба	3-88	3-88	3-88	3-133	3-133	3-147	3-147

Паук с обратной промывкой типа ПГ ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».

Шифр типоразмера паука	ПГ-119	ПГ-136
Наружный диаметр по корпусу, мм	114,5	130,5
Наружный диаметр по фрезерующей воронке, мм	119,5	136,5
Внутренний диаметр фрезерующей воронки, мм	75,5	90
Длина, мм	1176	1200
Присоединительная резьба	3-76	3-88

Паук механический типа ПМ ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».

Шифр типоразмера паука	ПМ-119	ПМ-136
Наружный диаметр по корпусу, мм	114,5	130,5
Наружный диаметр по фрезерующей воронке, мм	119,5	136,5
Внутренний диаметр фрезерующей воронки, мм	75,5	90
Длина, мм	1176	1200
Присоединительная резьба	3-76	3-88

Скреперы механические типа С ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».

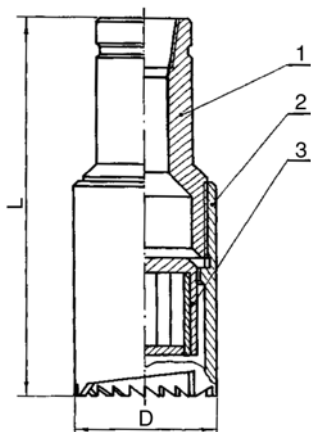


Назначение: Скрепер предназначен для очистки внутренней поверхности обсадных или насосно-компрессорных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений.

Шифр типоразмера скрепера	C-60	C-73	C-89*	C-102*	C-114*	C-140*	C-168*	C-194*	C-245*
Условный диаметр труб очищаемой колонны, мм	60	73	89—102	89—102	114—127	140—146	168—178	194—219	245—273
Наружный диаметр корпуса скрепера, мм	46	53	68	73	90	112	133	155	206
Диаметр промывочного канала, мм	10	12	16	22	28	32	38	58	95
Длина, мм	620	680	700	630	720	850	940	940	1200
Присоединительная резьба	3—30	3—38	3—44	3—50	3—50	3—76	3—88	3—117	3—133

Примечание: скреперы, шифры типоразмеров которых помечены звездочкой, могут применяться в колоннах труб двух типоразмеров, при этом используются сменные комплекты лезвий.

Магнитные фрезеры-ловители ФМ и ФМЗ



- 1 — переводник;
2 — корпус;
3 — магнитная система

Типоразмер	Условная грузоподъемность, кГс	Замковая резьба	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ФМ-88	70	3-66	88	380	17
ФМ-103	80	3-76	103	400	23
ФМ-118	100	3-76	118	400	24
ФМ-135	120	3-88	135	400	38
ФМ-150	240	3-88	150	420	45
ФМЗ-88	70	3-66	88	480	19
ФМЗ- 103	80	3-76	103	520	25
ФМЗ-118	100	3-76	118	580	26
ФМЗ- 135	120	3-88	135	580	45
ФШ-150	240	3-121	150	600	50

Преимуществом фрезеров-ловителей ФМ и ФМЗ является то, что они обеспечивают предварительное офрезерование ловимых предметов. Кроме того, ловитель ФМ имеет относительно простую и надежную конструкцию.

Недостатками их является невысокая грузоподъемность магнитной системы

Фрезеры забойные типа ФЗ

Забойные фрезеры выпускаются трех видов: 1 — легкого вида, 2 — среднего вида, 3 — тяжелого вида.

Фрезеры легкого вида предназначены для разрушения любого осадка, цемента, кусков металла отдельных труб и колонн тонкостенных насосно-компрессорных и обсадных труб или иных приборов и устройств трубчатой конструкции, изготовленных из обычных сталей группы прочности Д, К, Е. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 40%.

Пример обозначения фрезера легкого вида диаметром 185 мм с правой соединительной резьбой: **1 ФЗ — 185**, то же с левой присоединительной резьбой: **1 ФЗ — 185Л**.

Фрезеры среднего вида предназначены для выполнения тех же работ что и обычный фрезер но при более сложных условиях, например фрезерование бурильных труб с замками, отдельных, не очень массивных устройств и деталей. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 60%.

Пример обозначения фрезера среднего вида диаметром 140 мм с правой соединительной резьбой: **2 ФЗ — 140**, то же с левой присоединительной резьбой: **2 ФЗ — 140Л**.

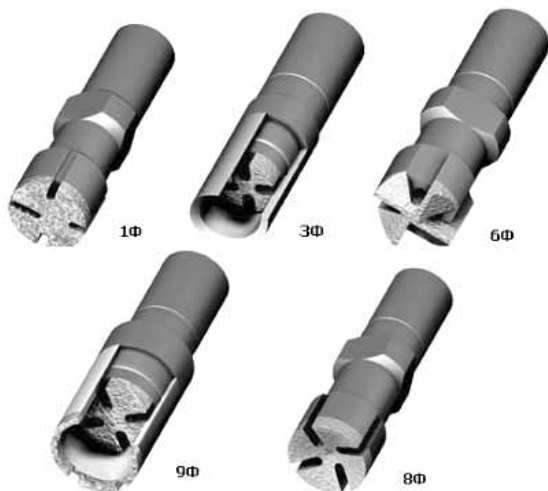
Фрезеры тяжелого вида предназначены для разрушения элементов бурильных колонн, долот, переводников, калибраторов, аварийных инструментов. Торцевая поверхность фрезера армируется твердым сплавом на 80%.

Пример обозначения фрезера тяжелого вида диаметром 118 мм с правой соединительной резьбой: **3 ФЗ — 118**, то же с левой присоединительной резьбой: **3 ФЗ — 118Л**.

Обозначение фрезера	Условный диаметр колонны обсадных труб ГОСТ 632-80	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
1	2	3	4
3 ФЗ	114	85	3 - 66
		90	
	114, 127	95	
	127	100	3 - 76
		105	
	140	110	
		113	
3 ФЗ	146	118	3 - 76
	146, 168	122	
3 ФЗ	168	124	3 - 88
		127	
		130	
		135	
	168	140	3 - 88
	168, 178	144	
		150	
	178	155	
		160	
	178, 194	165	
		170	
	194	180	3 - 117
		185	
	219	190	
		195	
	219, 245	200	
		210	
	245	220	
	245, 273		

1	2	3	4
3 Ф3	273	240	3 - 152
	273, 299	243	
	299	250	
	324	270	
		275	
	324, 340	290	
	340	308	
	351	320	
	406	375	3 - 177
	426	390	
2 Ф3	114	90	3 - 66
	127	95	
	127	105	
	140	113	3 - 76
	140	115	
		118	
	146	122	
	146, 168	128	
	168	135	3 - 88
		140	
1 Ф3	140	110	3 - 66
		113	
	140, 146	115	3 - 76
		118	
	146	120	
	146, 168	122	
	168	125	3 - 88
		128	
		135	
	245	200	3 - 117

Фрезеры торцевые ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».



Назначение: Фрезеры торцевые предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов по всему сечению скважин при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных газовых и геолого-разведочных скважинах.

Фрезеры торцевые изготавливаются с различными вариантами исполнения **режуще-истирающей напайки**:

- тип 1Ф — плоская;
- тип 3Ф — плоская с направляющей воронкой;
- тип 6Ф — зубчатая;
- тип 8Ф — вогнутая;
- тип 9Ф — плоская с направляющей воронкой, выполненной в форме кольцевого фрезера.

Наружные диаметры фрезеров	Присоединительная резьба	Шифры типоразмеров фрезеров				
		Фрезеры торцевые				
		1Ф	3Ф	6Ф	8Ф	9Ф
1	2	3	4	5	6	7
111.1	3-76	1Ф-111	3Ф-111	6Ф-111	8Ф-111	9Ф-111
114.3	3-76	1Ф-114	3Ф-114	6Ф-114	8Ф-114	9Ф-114
117.5	3-76	1Ф-117	3Ф-117	6Ф-117	9Ф-117	9Ф-117
120.7	3-76	1Ф-121	3Ф-121	6Ф-121	8Ф-121	9Ф-121
123.8	3-76	1Ф-124	3Ф-124	6Ф-124	8Ф-124	9Ф-124
127	3-76	1Ф-127	3Ф-127	6Ф-127	8Ф-127	9Ф-127
130.2	3-76	1Ф-130	3Ф-130	6Ф-130	8Ф-130	9Ф-130
133.4	3-76	1Ф-133	3Ф-133	6Ф-133	8Ф-133	9Ф-133
136.5	3-76	1Ф-136	3Ф-136	6Ф-136	8Ф-136	9Ф-136
139.7	3-76	1Ф-140	3Ф-140	6Ф-140	8Ф-140	9Ф-140
142.9	3-88	1Ф-143	3Ф-143	6Ф-143	8Ф-143	9Ф-143
146.1	3-88	1Ф-146	3Ф-146	6Ф-146	8Ф-146	9Ф-146
149.2	3-88	1Ф-149	3Ф-149	6Ф-149	8Ф-149	9Ф-149
152.4	3-88	1Ф-152	3Ф-152	6Ф-152	8Ф-152	9Ф-152
155.6	3-88	1Ф-156	3Ф-156	6Ф-156	8Ф-156	9Ф-156
158.8	3-88	1Ф-159	3Ф-159	6Ф-159	8Ф-159	9Ф-159
161.9	3-88	1Ф-162	3Ф-162	6Ф-162	8Ф-162	9Ф-162
165.1	3-88	1Ф-165	3Ф-165	6Ф-165	8Ф-165	9Ф-165
168.3	3-121	1Ф-168	3Ф-168	6Ф-168	8Ф-168	9Ф-168
171.5	3-121	1Ф-171	3Ф-171	6Ф-171	8Ф-171	9Ф-171
174.6	3-121	1Ф-175	3Ф-175	6Ф-175	8Ф-175	9Ф-175
177.8	3-121	1Ф-178	3Ф-178	6Ф-178	8Ф-178	9Ф-178
181	3-121	1Ф-181	3Ф-181	6Ф-181	8Ф-181	9Ф-181
184.2	3-121	1Ф-184	3Ф-184	6Ф-184	8Ф-184	9Ф-184

1	2	3	4	5	6	7
187.3	3-121	1Ф-187	3Ф-187	6Ф-187	8Ф-187	9Ф-187
190.5	3-121	1Ф-191	3Ф-191	6Ф-191	8Ф-191	9Ф-191
193.7	3-121	1Ф-194	3Ф-194	6Ф-194	8Ф-194	9Ф-194
196.9	3-121	1Ф-197	3Ф-197	6Ф-197	8Ф-197	9Ф-197
200	3-121	1Ф-200	3Ф-200	6Ф-200	8Ф-200	9Ф-200
203.2	3-121	1Ф-203	3Ф-203	6Ф-203	8Ф-203	9Ф-203
206.4	3-121	1Ф-206	3Ф-206	6Ф-206	8Ф-206	9Ф-206
209.6	3-121	1Ф-210	3Ф-210	6Ф-210	8Ф-210	9Ф-210
212.7	3-147	1Ф-213	3Ф-213	6Ф-213	8Ф-213	9Ф-213
215.9	3-147	1Ф-216	3Ф-216	6Ф-216	8Ф-216	9Ф-216
219.1	3-147	1Ф-219	3Ф-219	6Ф-219	8Ф-219	9Ф-219
222.2	3-147	1Ф-222	3Ф-222	6Ф-222	8Ф-222	9Ф-222
225.4	3-147	1Ф-225	3Ф-225	6Ф-225	8Ф-225	9Ф-225
228.6	3-147	1Ф-229	3Ф-229	6Ф-229	8Ф-229	9Ф-229
231.8	3-147	1Ф-232	3Ф-232	6Ф-232	8Ф-232	9Ф-232
235	3-147	1Ф-235	3Ф-235	6Ф-235	8Ф-235	9Ф-235
238.1	3-147	1Ф-238	3Ф-238	6Ф-238	8Ф-238	9Ф-238
241.3	3-147	1Ф-241	3Ф-241	6Ф-241	8Ф-241	9Ф-241
244.5	3-147	1Ф-245	3Ф-245	6Ф-245	8Ф-245	9Ф-245
247.7	3-147	1Ф-248	3Ф-248	6Ф-248	8Ф-248	9Ф-248
250.8	3-147	1Ф-251	3Ф-251	6Ф-251	8Ф-251	9Ф-251
254	3-147	1Ф-254	3Ф-254	6Ф-254	8Ф-254	9Ф-254
257.2	3-147	1Ф-257	3Ф-257	6Ф-257	8Ф-257	9Ф-257
260.4	3-147	1Ф-260	3Ф-260	6Ф-260	8Ф-260	9Ф-260
263.5	3-147	1Ф-264	3Ф-264	6Ф-264	8Ф-264	9Ф-264
266.7	3-147	1Ф-267	3Ф-267	6Ф-267	8Ф-267	9Ф-267
269.9	3-147	1Ф-270	3Ф-270	6Ф-270	8Ф-270	9Ф-270

Фрезеры кольцевые типа ФК

Диаметры ФК, мм		Наружный диаметр обулочных труб, мм	Присоединительная резьба	Номинальный диаметр откры- того ствола, мм	Условный диаметр и толщина стенки обсадных труб, мм
наружный	внутренний			В которые рекомендуется спускать ФК с обеспечением минимального зазора 3...6 мм	
90	61	89	73 ГОСТ 633-80	93,0	114, все
90	64	86	73 ГОСТ 633-80	93,0	114, все
109	78	102	89 ГОСТ 633-80	112,0	127; 7,5 и менее
115	78	102	89 ГОСТ 633-80	120,6	140, все
118	89	102	102 ГОСТ 633-80	132,0	140; 7,7 и менее
120	89	114	102 ГОСТ 633-80	132,0	140; 7,7 и менее
125	100	120	114 ГОСТ 633-80	132,0	146; 9,5 и менее
130	1102	127	114 ГОСТ 633-80	139,7	146; 7и менее
140	105	127	127 ГОСТ 633-80	142,9; 149,0	168, все
144	118	140	127 ГОСТ 633-80	149,2	168; 10,6 и менее
157	124	146	140 ГОСТ 633-80	165,1	178; 9,2 и менее
165	137	152	146 ГОСТ 633-80	171,4	194; 12,7 и менее
217	174	194	194 ГОСТ 633-80	222,3	245; 12 и менее

Фрезеры кольцевые ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».



11Ф1АК 11Ф2АК 11Ф4АК 11Ф2Б 11Ф3В

Назначение: Фрезеры кольцевые предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов в кольцевом пространстве между стенкой скважины или обсадной колонной и элементами лифтовой или бурильной колонн при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция: Фрезер состоит из трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни.

Фрезеры кольцевые изготавливаются с различными вариантами исполнения:

- по форме верхней части корпуса:
 - 11Ф** — с фаской под сварку,
 - 12Ф** — с присоединительной резьбой,
 - 13Ф** — с проточкой для нарезания резьбы ;
- по форме поверхности нижнего торца режуще-истирающей напайки:
 - 1** — плоская,
 - 2** — волнистая,
 - 3** — коническая,
 - 4** — зубчатая;
- по форме боковых поверхностей режуще-истирающей напайки:
 - А** — заподлицо с корпусом (резание производится только по торцу),
 - Б** — выступающая наружу (резание производится по торцу и наружному диаметру),
 - В** — выступающая внутрь (резание производится по торцу и внутреннему диаметру),
 - Г** — выступающая наружу и внутрь (резание производится по торцу, наружному и внутреннему диаметру);
- по форме наружной и внутренней поверхности средней части корпуса:
 - « »** — гладкие,

К — с продольными канавками на наружной и винтовыми канавками на внутренней поверхностях.

D нар.	D внутр.	11Ф1А 11Ф2А 11Ф4А	11Ф1(Б,В) 11Ф2(Б,В) 11Ф3(А,Б,В) 11Ф4(Б,В)	11Ф1Г 11Ф2Г 11Ф3Г 11Ф4Г	Присоединительная ре- зьба для 12Ф и 13Ф, ГОСТ 633-80
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
90	61	+	+	—	73
90	64	+	+	—	—
90	74	+	—	—	—
95	61	+	+	+	73; В73
95	64	+	+	—	—
95	74	+	—	—	—
95	75	+	—	—	—
95	78	+	—	—	—
104	64	+	+	+	—
104	74	+	+	—	—
104	75	+	+	—	—
104	78	+	+	—	—
104	80	+	+	—	—
104	82	+	—	—	—
109	74	+	+	+	89
109	75	+	+	+	89
109	78	+	+	—	—
109	80	+	+	—	—
109	82	+	+	—	—
109	89	+	—	—	—
112	64	+	+	+	89
112	74	+	+	+	89
112	75	+	+	+	89

1	2	3	4	5	6
112	78	+	+	+	–
112	80	+	+	+	–
112	82	+	+	–	–
112	89	+	–	–	–
112	92	+	–	–	–
112	94	+	–	–	–
112	96	+	–	–	–
115	74	+	+	+	89; B89
115	75	+	+	+	89; B89
115	78	+	+	+	–
115	80	+	+	+	–
115	82	+	+	+	–
115	89	+	+	–	–
115	92	+	–	–	–
115	94	+	–	–	–
115	96	+	–	–	–
115	98	+	–	–	–
118	74	+	+	+	89; B89
118	75	+	+	+	89; B89
118	78	+	+	+	–
118	80	+	+	+	–

D нар.	D внутр.	11Ф1А 11Ф2А 11Ф4А	11Ф1(Б,В) 11Ф2(Б,В) 11Ф3(А,Б,В) 11Ф4(Б,В)	11Ф1Г 11Ф2Г 11Ф3Г 11Ф4Г	Присоединительная резьба для 12Ф и 13Ф	
					ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80
1	2	3	4	5	6	7
118	82	+	+	+	–	–
118	89	+	+	–	–	–
118	92	+	+	–	–	–
118	94	+	+	–	–	–
118	96	+	–	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7
118	98	+	–	–	–	–
118	100	+	–	–	–	–
118	102	+	–	–	–	–
120	78	+	+	+	–	102
120	80	+	+	+	–	102
120	82	+	+	+	–	102
120	89	+	+	–	–	–
120	92	+	+	–	–	–
120	94	+	+	–	–	–
120	96	+	+	–	–	–
120	98	+	–	–	–	–
120	100	+	–	–	–	–
120	102	+	–	–	–	–
120	104	+	–	–	–	–
122	80	+	+	+	–	102
122	82	+	+	+	–	102
122	89	+	+	+	–	–
122	92	+	+	–	–	–
122	94	+	+	–	–	–
122	96	+	+	–	–	–
122	98	+	+	–	–	–
122	100	+	–	–	–	–
122	102	+	–	–	–	–
122	104	+	–	–	–	–
124	80	+	+	+	–	102
124	82	+	+	+	–	102
124	89	+	+	+	–	–
124	92	+	+	+	–	–
124	94	+	+	–	–	–
124	96	+	+	–	–	–
124	98	+	+	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7
124	100	+	+	–	–	–
124	102	+	–	–	–	–
124	104	+	–	–	–	–
127	92	+	+	+	114	–
127	94	+	+	+	114	–
127	96	+	+	–	114	–
127	98	+	+	–	114	–
127	100	+	+	–	114	–
127	102	+	+	–	114	–
127	104	+	–	–	–	–
127	110	+	–	–	–	–
130	92	+	+	+	114	–
130	94	+	+	+	114	–
130	96	+	+	+	114	–
130	100	+	+	–	114	–
130	102	+	+	–	114	–
130	104	+	+	–	–	–
130	110	+	–	–	–	–
136	92	+	+	+	114	104
136	94	+	+	+	114	104
136	96	+	+	+	114	104
136	100	+	+	+	114	104
136	102	+	+	+	114	–
136	104	+	+	+	–	–
136	110	+	+	–	–	–
136	120	+	–	–	–	–
140	96	+	+	+	114	104
140	100	+	+	+	114	104
140	104	+	+	+	–	–
140	110	+	+	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7
140	120	+	–	–	–	–
140	122	+	–	–	–	–
144	100	+	+	+	114; 127	104; B104
144	102	+	+	+	114; 127	–
144	110	+	+	+	127	–
144	120	+	+	–	–	–
144	122	+	–	–	–	–
147	104	+	+	+	127	–
147	110	+	+	+	127	–
147	120	+	+	–	–	–
147	122	+	+	–	–	–
149	110	+	+	+	127	–
149	120	+	+	–	–	–
149	122	+	+	–	–	–
149	133	+	–	–	–	–
160	120	+	+	+	140	–
160	133	+	+	–	–	–
160	138	+	–	–	–	–
186	138	+	+	+	–	–
186	152	+	+	+	–	–
190	152	+	+	+	168	–
210	179	+	+	–	–	–
248	205	+	+	+	219	–

Фрезеры колонные конусные типа ФКК

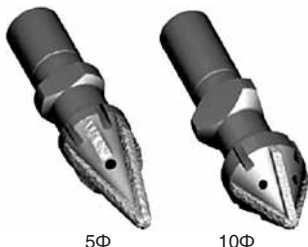
Предназначены для восстановления проходимости деформированных обсадных колонн. Фрезеры изготавливаются с различными углами при вершине:

- 1 ФКК — 15°
- 2 ФКК — 30°
- 3 ФКК — 60°

Размерный ряд фрезеров колонных конусных ФКК

Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба ГОСТ 28487-90	Условный диаметр и толщина труб, для работы в которых предназначен фрезер, мм
85	3-66	102х6,5
91		114, все НТ и обсадные
94		114 х 8,6 и менее
96		114 х 7,4 и менее
102		127, все
105		127 х 9,2 и менее
109		127 х 7,5 и менее
115	3-76	140, все
118		140 х 9,2 и менее
121		140 х 7,7 и менее
124		146 х 9,5 и менее
127		146 х 7,7 и менее
141	3-88	168, все
145		168 х 8,9 и менее
149		178 х 12,7 и менее
154		178 х 10,4 и менее
160		194, все
165		194 х 12,7 и менее
171		194 х 9,5 и менее
209	3-117	245, все
213		245 х 13,8 и менее
217		245 х 12 и менее
221		245 х 10 и менее

Фрезеры конусные ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».



5Ф

10Ф

Назначение: Фрезеры конусные предназначены для:

- снятия неровностей и кусочков металла с внутренней поверхности трубных колонн;
- очистки окна в обсадной колонне;
- образования фаски по внутреннему диаметру труб;
- проработки труб, имеющих эллипсность, для восстановления внутреннего диаметра;
- расфрезеровывания смятых труб при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Конструкция: Фрезеры конусные, в отличие от торцевых, имеют нижний торец, выполненный в форме конуса. Режущие-истирающие элементы напаяны на коническую поверхность в виде полос, сходящихся у вершины. Циркуляция промывочной жидкости осуществляется через наклонные отверстия, выполненные в средней части конуса, и боковые каналы корпуса.

Фрезеры конусные изготавливаются в двух исполнениях, отличающихся углом конуса:

- тип 5Ф — угол 30 градусов;
- тип 10Ф — угол 60 градусов.

Наружные диаметры фрезеров	Присоединительная резьба	Шифры типоразмеров фрезеров	
		Фрезеры конусные	
		5Ф	10Ф
1	2	3	4
111.1	3-76	5Ф-111	10Ф-111
114.3	3-76	5Ф-114	10Ф-114
117.5	3-76	5Ф-117	10Ф-117
120.7	3-76	5Ф-121	10Ф-121
123.8	3-76	5Ф-124	10Ф-124
127	3-76	5Ф-127	10Ф-127
130.2	3-76	5Ф-130	10Ф-130
133.4	3-76	5Ф-133	10Ф-133
136.5	3-76	5Ф-136	10Ф-136
139.7	3-76	5Ф-140	10Ф-140
142.9	3-88	5Ф-143	10Ф-143
146.1	3-88	5Ф-146	10Ф-146
149.2	3-88	5Ф-149	10Ф-149
152.4	3-88	5Ф-152	10Ф-152
155.6	3-88	5Ф-156	10Ф-156
158.8	3-88	5Ф-159	10Ф-159
161.9	3-88	5Ф-162	10Ф-162
165.1	3-88	5Ф-165	10Ф-165
168.3	3-121	5Ф-168	10Ф-168
171.5	3-121	5Ф-171	10Ф-171
174.6	3-121	5Ф-175	10Ф-175
177.8	3-121	5Ф-178	10Ф-178
181	3-121	5Ф-181	10Ф-181
184.2	3-121	5Ф-184	10Ф-184
187.3	3-121	5Ф-187	10Ф-187
190.5	3-121	5Ф-191	10Ф-191
193.7	3-121	5Ф-194	10Ф-194
196.9	3-121	5Ф-197	10Ф-197

1	2	3	4
200	3-121	5Ф-200	10Ф-200
203.2	3-121	5Ф-203	10Ф-203
206.4	3-121	5Ф-206	10Ф-206
209.6	3-121	5Ф-210	10Ф-210
212.7	3-147	5Ф-213	10Ф-213
215.9	3-147	5Ф-216	10Ф-216
219.1	3-147	5Ф-219	10Ф-219
222.2	3-147	5Ф-222	10Ф-222
225.4	3-147	5Ф-225	10Ф-225
228.6	3-147	5Ф-229	10Ф-229
231.8	3-147	5Ф-232	10Ф-232
235	3-147	5Ф-235	10Ф-235
238.1	3-147	5Ф-238	10Ф-238
241.3	3-147	5Ф-241	10Ф-241
244.5	3-147	5Ф-245	10Ф-245
247.7	3-147	5Ф-248	10Ф-248
250.8	3-147	5Ф-251	10Ф-251
254	3-147	5Ф-254	10Ф-254
257.2	3-147	5Ф-257	10Ф-257
260.4	3-147	5Ф-260	10Ф-260
263.5	3-147	5Ф-264	10Ф-264
266.7	3-147	5Ф-267	10Ф-267
269.9	3-147	5Ф-270	10Ф-270

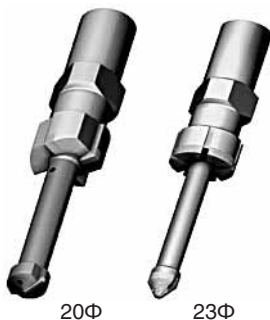
Фрезеры пилотные типа 2 ФП

Фрезеры пилотные типа 2 ФП предназначены для фрезерования в различных скважинах прихваченных труб, пакеров, муфт, монтажных элементов электропогружных насосов и т.п. Фрезеры выпускаются с правой или левой присоединительной резьбой.

Пример обозначения фрезера пилотного типа 2 ФП с наружным диаметром 113 мм и диаметром пилота 47 мм с правой соединительной резьбой : **2 ФП 113/47**

Типоразмер фрезера	Условный диаметр обсадных труб, мм	Макс. диаметр фрезера, мм	Размеры пилота, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
			диаметр	длина	
2 ФП 88/38	114	88	38	190	3 - 66
2 ФП 118/47	140, 146	118	47	230	3 - 76
2 ФП 120/47		120			
2 ФП 125/52	146	125	52	250	
2 ФП 135/57	168	135	57	230	3 - 88
2 ФП 140/57	178	140	57	230	
2 ФП 210/110	245	210	110	340	3 - 117

Фрезеры пилотные ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис».



Назначение: Фрезеры пилотные предназначены для фрезерования элементов трубных колонн (НКТ, буровых труб,

муфт, замков, хвостовиков, пакеров и др.) при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных газовых и геологоразведочных скважинах.

Фрезеры пилотные типа 20 Ф, предназначенные преимущественно для разбуривания взрывных алюминиевых пакеров типа ВП в эксплуатационных колоннах, оснащены режущими вставками из быстрорежущей стали типа Р 18.

Фрезеры пилотные типа 23 Ф, предназначенные для разрушения металлических предметов цементного камня и зацементированных металлических предметов как в обсадных колоннах так и в открытом стволе, в качестве режущих элементов имеют режуще-истирающие напайки, состоящие из частиц дроблёного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. Форма напайки может быть выполнена гладкой или зубчатой.

Шифр типоразмера фрезера	Условный диаметр обсадной колонны	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр пилота резера, мм	Присоедини- тельная резьба
1	2	3	4	5
20Ф 94-46	114	94	46	3-50
20Ф 96-46	114	96	46	3-50
20Ф 106-48	127	106	48	3-73
20Ф 118-56	140	118	56	3-73
20Ф 121-56	140	121	56	3-73
20Ф 124-61	146	124	61	3-76
20Ф 127-61	146	127	61	3-76
20Ф 140-61	168	140	73	3-88
20Ф 144-73	168	144	73	3-88
20Ф 148-73	168	148	73	3-88
23Ф 86-38	114	86.3	38	3-50

1	2	3	4	5
23Ф 90-38	114	90.3	38	3-50
23Ф 99-47	127	99.3	47	3-50
23Ф 103-47	127	103	47	3-50
23Ф 108-47	140	107.7	47	3-73
23Ф 110-47	140	109.7	47	3-73
23Ф 112-47	140	111.7	47	3-76
23Ф 114-47	140	113.7	47	3-76
23Ф 116-47	140	115.7	47	3-76
23Ф 118-47	146	118	47	3-76
23Ф 120-57	146	120	57	3-76
23Ф 130-57	168	130.3	57	3-76
23Ф 136-57	168	136.3	57	3-76
23Ф 140-57	168	140.3	57	3-88
23Ф 146-74	178	145.8	74	3-88
23Ф 150-74	178	149.8	74	3-88
23Ф 156-74	194	155.7	74	3-88
23Ф 164-74	194	163.7	74	3-88
23Ф 168-74	194	167.7	74	3-88
23Ф 180-85	219	180.5	85	3-133
23Ф 187-85	219	187.1	85	3-133
23Ф 191-85	219	191.1	85	3-133
23Ф 206-85	245	206.5	85	3-133
23Ф 212-85	245	212.5	85	3-133
23Ф 216-85	245	216.5	85	3-133

Райберы

Райберы предназначены для фрезерования поврежденных мест (смятий, сломов) эксплуатационных колонн скважин под шаблон соответствующего размера.

Типоразмер	Присоединительная резьба (муфта)	Высота, мм	Диаметр промывочных отверстий, мм	Количество промывочных отверстий, шт
РК-90	3-66	282	12	4
РК-95	3-66	282	12	4
РК-100	3-66	282	12	8
РК-105	3-76	307	12	8
РК-118	3-76	332	12	8
РК-120	3-76	332	12	8
РК-122	3-76	332	12	8
РК-124	3-76	332	12	8
РК-126	3-76	332	12	8
РК-130	3-88	332	14	8
РК-136	3-88	332	14	8
РК-140	3-88	332	15	8

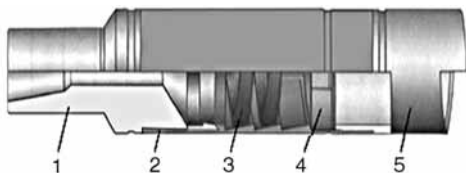
Технические характеристики ловителей труб типа ЛТН

Ловители труб типа ЛТН предназначены для захвата и удержания труб за наружную поверхность и извлечения их из скважины

Тип ловителя	Максимальный захватываемый размер, мм		Допускаемая осевая нагрузка, кН	Наружный диаметр, мм	Тип присоединительной резьбы по ГОСТ 28487 -90
	Спиральным захватом	Цанговым захватом			
ЛТН 86/65	65	56	550	86	3-66
ЛТН 95/79	79	66,5	530	95	
ЛТН 112/87	87	78,5	1200	112	
ЛТН 120/96			1100		
ЛТН 120/96П	96	87,5	640 380*	120	3-76
ЛТН 125/ЮЗП	103	90,5	700 470*	125	
ЛТН 138/109	109	101	1600	138	3-88
ЛТН 175/128	128	119	3300	175	3-140
ЛТН 197/160	160	143		197	
ЛТН 200/173	173	158	3000	200	3-147
ЛТН 206/179	179	162,5		206	

*Значения параметров при использовании ловителя с удлинителем.

Технические характеристики труболовов типа ОВ (производство ЗАО «Сиб.Трейд. Сервис»)



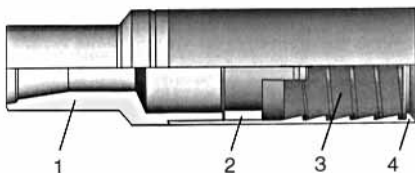
- 1 — переходник; 2 — корпус; 3 — захват спиральный;
 4 — направляющая спирального захвата;
 5 — воронка направляющая.

Показатель	ОВ-122	ОВ-124	ОВ-130	ОВ-140	ОВ-146	ОВ-156	ОВ-168	ОВ-175	ОВ-188	ОВ-194	ОВ-206	ОВ-220
Наружный диаметр, мм	122,2	124,1	130,4	140,0	146	156	168	175	187,6	194,0	206,4	219,6
Грузоподъемность, кН	1210	1060	1110	1210	1300	1760	2120	2450	2240	2500	2900	3200
Максимальное значение номинального размера, мм:												
спирального захвата	98,4	101,6	108,0	117,5	122,2	130,2	141,3	146,1	158,8	165,1	177,8	190,5
цангового захвата	88,9	92,1	98,4	101,6	104,8	111,1	123,8	127,0	141,3	146,1	158,8	174,6
Тип замковой присоединительной резьбы	3-76	3-76	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88	3-133	3-147	3-147	3-147

Основные параметры трубопроводов типа ОВТ

Показатель	ОВТ-122	ОВТ-124	ОВТ-130	ОВТ-140	ОВТ-146	ОВТ-156	ОВТ-168	ОВТ-175	ОВТ-188	ОВТ-194	ОВТ-206	ОВТ-220
Наружный диаметр, мм	122,2	124,1	130,4	140,0	146	156	168	175	187,6	194,0	206,4	219,6
Грузоподъемность, кН	1780	1730	2160	1970	2000	2200	3000	3250	3620	3800	4500	5000
Максимальное значение номинального размера, мм:												
спирального захвата	92,8	95,2	101,6	111,1	117,5	122,2	130,2	136,5	146,1	152,4	165,1	177,8
цангового захвата	82,5	85,7	92,1	95,2	98,4	104,8	111,1	117,5	127,0	133,4	146,1	158,8
Тип замковой присоединительной резьбы	3-76	3-76	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88	3-133	3-147	3-147	3-147

Труболовки наружные освобождающиеся конструкции типа ОК ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»



1 — переводник; 2 — направляющая цангового захвата;
3 — захват цанговый; 4 — корпус труболовки (овершота)

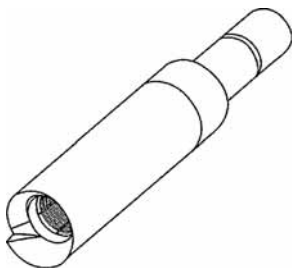
Технические характеристики труболовок освобождающихся типов ОК и ОКТ

Показатель	ОК-59	ОКТ-59	ОК-92	ОКТ-92	ОК-95	ОКТ-95	ОК-105	ОКТ-105
Наружный диаметр, мм	58,7	58,7	92,1	92,1	95,2	95,2	104,8	104,8
Грузоподъемность, кН	450	650	750	950	800	1100	900	1200
Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	28,5	25,0	60,3	57,1	65,9	60,3	73,0	69,8
Тип замковой присоединительной резьбы	3-44	3-44	3-73	3-73	3-73	3-73	3-76	3-76

Показатель	ОК-111	ОКТ-111	ОК-118	ОКТ-118	ОК-119	ОКТ-119	ОК-122	ОКТ-122
Наружный диаметр, мм	111,5	111,5	117,5	117,5	119,5	119,5	122,5	122,5
Грузоподъемность, кН	950	1300	1000	1400	960	1400	1100	1600
Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	81,0	73,0	85,7	79,4	88,9	82,5	88,9	85,7
Тип замковой присоединительной резьбы	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76

Показатель	ОК-124	ОКТ-124	ОК-130	ОКТ-130	ОК-140	ОКТ-140	ОК-143	ОКТ-143
Наружный диаметр, мм	123,8	123,8	130,5	130,5	140,0	140,0	143,0	140,0
Грузоподъемность, кН	1000	1600	1000	1900	1000	2000	1100	2000
Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	92,1	85,7	96,8	85,7	106,8	95,2	109,0	103,3
Тип замковой присоединительной резьбы	3-44	3-44	3-73	3-73	3-73	3-73	3-76	3-76

Труболовка наружная типа ТН конструкции НПП «Азимут»



Технические характеристики

Тип труболовки	Захватываемые размеры труб, мм	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ТН-92	92	123	3-76
ТН- 114/60/48	48,60	114	3-76
ТН-146	60, 73, 89	122	3-76
ТН-168	60, 73, 89	140	3-76
ТН- 122/33/48-01	33, 48	122	3-76
ТН- 122/33/48-02	33, 48	122	3-76
ТН- 122/60/73/89	60, 73, 89	122	3-76

Технические характеристики труболовки типа ТВ завода «ИЗМЕРОН»

Тип труболовки	Наружный диаметр, мм		Диапазон захваты- ваемых диаметров, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
	Переводника	Направления			
ТВ 48-80 ТВ 60-80	80	—	39-43	350	3-66 3-88 3-66
ТВ 60-92 ТВ 60-113 ТВ 60-120	92 ИЗ	120	48-55	520	
ТВ 73-95	95	—	59-66 63-70*	600	3-76
ТВ 73-113	ИЗ		59-66 63-70*		3-88
ТВ 73-120		120	59-66 63-70*		3-76
ТВ 89-108	108	—	72-83,5 75-88*		3-88
ТВ 89-110	ПО		72-83,5 75-88*		
ТВ 89-120	120	—	72-83,5 75-88*	1200	3-102
ТВ 89-132		132	72-83,5 75-88*		
ТВ 114-120	120	—	90-102,5 97-109,5*		
ТВ 114-130	130		90-102,5 97-109,5*		

* Плашки поставляются по требованию заказчика за отдельную плату.

Технические характеристики внутренних ловителей типа ЛТВ завода «ИЗМЕРОН»

Тип ловителя		Наружный диаметр, мм	Диаметры захватываемых труб, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ЛТВ 48	С переводником	63,5	39,5—42,5	410	НКТВ 48
ЛТВ 60		80	46—64	600	3-66
ЛТВ 73		95	54—67	850	3-76
ЛТВ 89		108	65—78,5	1350	3-88
ЛТВ 114	Проходной с уплотнением и центратором	89	91—107	1150	3-73
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	127		2050	3-102
ЛТВ 127	Проходной С уплотнением и центратором	98	100—121	1250	3-76
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	140		3100	3-117
ЛТВ 146	Проходной С уплотнением и центратором	114	116—141	1750	3-88
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	160		3150	3-121
ЛТВ 168-178	Проходной С уплотнением и центратором	140	141,5—169,5	3100	3-117
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	172			3-133
ЛТВ 219	Проходной С уплотнением	185	191—207	3200	
ЛТВ 245	Проходной С уплотнением	212	214—231		
ЛТВ 324	Проходной С уплотнением	285	295—311		

Технические характеристики внутренних ловителей типа ЛТВ-УБТ завода «ИЗМЕРОН»

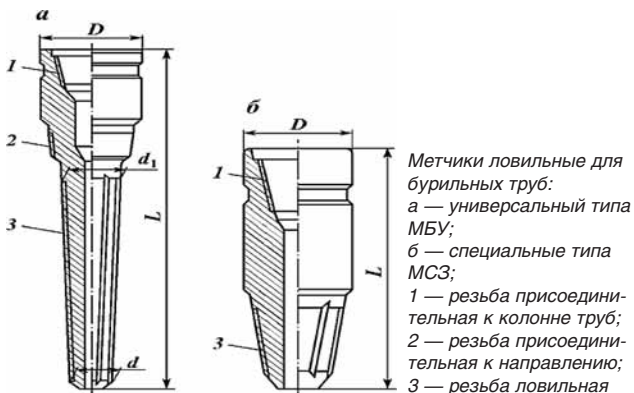
Показатель	ЛТВ-УБТ-146	ЛТВ-УБТ- 178	ЛТВ-УБТ-203
Диаметр направления, мм:			
наружный	168	216	245
внутренний	155	190	219
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	66,5—79	76—91,5	78,5—104
Допускаемая осевая нагрузка, кН	1350	1800	1800
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487 -90	3-121	3-147	3-171

Пример обозначения при заказе:

ЛТВ-УБТ-146 — ловитель типа ЛТВ-УБТ для захвата УБТ 146.

ЛТВ-УБТ-146Л — ловитель типа ЛТВ-УБТ для захвата УБТ 146, с левой резьбой.

Ловильные метчики



Технические характеристики метчиков специальных типа МСЗ ЗАО завода «ИЗМЕРОН»

Тип метчика	Резьба, в которую ввинчивается		Диаметр, мм		Присоединитель- ная резьба по ГОСТ28487-90
	ГОСТ 28487-90	ГОСТ 633-80	Наружный наиболь- ший	Внутрен- него канала	
1	2	3	4	5	6
МСЗ-62	3-62	—	80	16	3-62
МСЗ-66	3-66	—	80	16	3-66
МСЗ-73	3-73	—	95	16	3-73
МСЗ-76	3-76	—	95	16	3-76
МСЗ-86	3-86	—	108	32	3-86
МСЗ-88	3-88	—	108	32	3-88
МСЗ-101	3-101	—	118	40	3-101
МСЗ-102	3-102	—	120	45	3-102
МСЗ-108	3-108	—	133	45	3-108
МСЗ-117	3-117	—	140	56	3-117
МСЗ-121	3-121	—	146	56	3-121
МСЗ-122	3-122	—	146	56	3-122
МСЗ-133	3-133	—	155	76	3-133
МСЗ-140	3-140	—	178	76	3-140
МСЗ-147	3-147	—	178	76	3-147

1	2	3	4	5	6
MC3-152	3-152	—	197	80	3-152
MC3-161	3-161	—	185	78	3-161
MC3-171	3-171	—	203	80	3-171
МЭС-48	—	48	65	15	48ГОСТ633-80
МЭС-В48	—	В48	65	15	В48ГОСТ633-80
МЭС-60	—	60	90	32	3-76
МЭС-В60	—	В60	90	32	3-76
МЭС-73	—	73	90	32	3-76
МЭС-В73	—	В73	90	35	3-76
МЭС-89	—	89	108	56	3-88
МЭС-В89	—	В89	108	56	3-88
МЭС-102	—	102	134	56	3-117
МЭС-В102	—	В102	134	68	3-117
МЭС-114	—	114	134	70	3-117
МЭС-В114	—	В114	134	70	3-117

Технические характеристики универсальных метчиков типа МБУ

Тип метчика	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс		Тип присоединительной резьбы по ГОСТ			Основные размеры, мм				Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне	мин.	макс.	к колонне	к направлению	d	d ₁	D	L		
												28487-90	
МБУ 20-45 МБУ 20-45П	24—40	97—151	114—168	16	30	3-66	73	—	20	46	80	680	8
МБУ 22-54 МБУ 22-54П	28—48	108—161	127—178	22	42	3-76	89	—	22	54	95	795	13
МБУ 32-73 МБУ 32-73П	38—65	118—214	140—219	30	64	3-88	102	—	32	73	108	955	24
МБУ 58-94 МБУ 58-94П	64—85	140—269	168—273	56	82	3-102	—	114	58	94	120	875	34
МБУ 74-120 МБУ 74-120П	80—110	190—508	219—508	76	115	3-147	—	168	74	120	178	1090	75
МБУ 100-142 МБУ 100-142П	106—132	245—508	273—508	110	140	3-171	—	194	100	143	203	1030	95
МБУ 127-164 МБУ 127-164П	133—154	245—508	273—508	115	145	3-171		219	127	165	220	930	114

Технические характеристики метчиков типов МБУ и МЭУ завода «ИЗМЕРОН»

Тип метчика	Диаметры, мм			Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный наибольший	трубная по ГОСТ28487-90	к направляющей
	наименьший	наибольший			
МБУ 20-45	20	45	80	3-66	73ГОСТ633-80
МБУ 22-54	22	54	95	3-76	89ГОСТ633-80
МБУ 32-73	32	73	108	3-73 3-86 3-88	102ГОСТ633-80
МБУ 58-84	58	84	120	3-102	114ГОСТ632-80
МБУ 58-94	58	94	120	3-102	114ГОСТ632-80
МБУ 74-120	74	120	178	3-147	168ГОСТ632-80
МБУ 100-142	100	142	203	3-171	194ГОСТ632-80
МБУ 127-164	127	164	220	3-189	219ГОСТ632-80
МЭУ 25-45	25	45	80	3-66	—
МЭУ 36-60	36	60	80	3-66	—
МЭУ 36-66	36	66	80	3-66	—
МЭУ 46-80	46	80	90	3-76	—
МЭУ 69-100	69	100	108	3-88	—
МЭУ 85-127	85	127	134	3-117	—

Пример обозначения:

МЭУ 46-80 — метчик универсальный типа МЭУ с наименьшим диаметром ловильной резьбы 46 мм и наибольшим наружным диаметром 80 мм

Технические характеристики специальных метчиков типа МСЗ (МЭС)

Тип метчика	Объект ловли	Диаметр скважины, мм		Грузопо- дъемность, тс	Присоединительная резьба ГОСТ 28487 -90	Основные размеры, мм		Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
МСЗ-66 МСЗ-66Л	ЗН-80	97—151	114—168	100	3-66	80	260	5,6
МСЗ-73 МСЗ-73Л	ЗУ-86	108—161	114—178	160	3-73	86	268	6,7
МСЗ-76 МСЗ-76Л	ЗН-95	118—245	114—273	160	3-76	95	265	7,2
МСЗ-86 МСЗ-86Л	ЗШ-108; ЗУ-108 ЗУК-108	118—161	140—178	200	3-86	108	275	9,0
МСЗ-88 МСЗ-88Л	ЗН-108; ЗН-113 Раструб ТБПВ-73				3-88	118	285	10,0
МСЗ-101 МСЗ-101Л	ЗШ-118 ЗП-120	140—214	168—219	200	3-101	—	280	11,0
МСЗ-102 МСЗ-102Л	ЗУ-120 Раструб ТБПВ-89				3-102	120	280	10,5

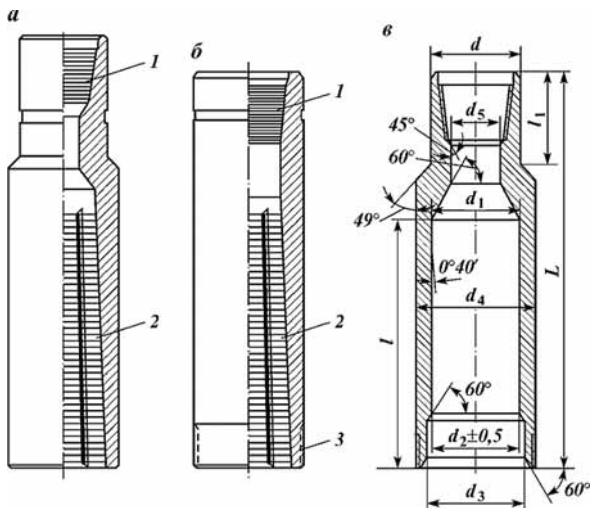
1	2	3	4	5	6	7	8	9
МС3-108 МС3-108П	ЗШ-133 ЗШК-133 (ТБВК-102)	151—245	168—273	200	3-108	133	300	14,3
МС3-117 МС3-117П	ЗН-140 ЗЛ-136	151—269	178—273	265	3-117	140	290	15,0
МС3-121 МС3-121П	ЗШ-146				3-121	146	285	16,5
МС3-122 МС3-122П	ЗУ-146 ЗУК-146	151—269	168—273	265	3-122	146	300	18,5
МС3-133 МС3-133П	ЗУ-155; ЗЛ-152 Раструб ТБПВ-114	190—269	219—273	275	3-133	155	300	19,0
МС3-140 МС3-140П	ЗН-172	214—394	245—426	330	3-140	178	320	25,0
МС3-147 МС3-147П	ЗШ-178; ЗЛ-168; ЗЛ-172; Раструб ТБПВ-127	214—394	245—426	330	3-147	178	325	23,5
МС3-152 МС3-152П	ЗН-197	245—508	273—508	370	3-152	197	330	30,5
МС3-161 МС3-161П	ЗУ-185 Раструб ТБПВ-146			380	3-161	185	330	25,0
МС3-171 МС3-171П	ЗШ-203			370	3-171	203	335	30,5

Технические характеристики ловильных метчиков типа ЛМ конструкции **ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»**

Показатель	ЛМ 20-45	ЛМ 22-48	ЛМ 22-54	ЛМ 25-65	ЛМ 32-72	ЛМ 40-80	ЛМ 45-85	ЛМ 55-95
Диаметры ловильной рез- бы, мм (мин.-макс.)	20—45	22—48	22—54	25—65	32—72	40—80	45—85	55—95
Наружный диаметр, мм	46	54	54	79	79	86	95	108
Диаметр промывочного ка- нала, мм	9	9	9	12	16	16	22	24
Длина, мм	520	560	660	800	800	800	810	820
Присоединительная резьба	3-38	3-44	3-44	3-65	3-65	3-73	3-76	3-88

Показатель	ЛМ 60-100	ЛМ 65-109	ЛМ 70-114	ЛМ 75-120	ЛМ 80-125	ЛМ 90-135	ЛМ 100-145	ЛМ 120-165
Диаметры ловильной рез- бы, мм (мин.-макс.)	60—100	65—109	70—114	75—120	80—125	90—135	100—145	120—165
Наружный диаметр, мм	108	ИЗ	121	127	133	140	152	168
Диаметр промывочного ка- нала, мм	30	32	36	38	40	45	50	60
Длина, мм	820	890	890	900	910	920	920	930
Присоединительная резьба	3-88	3-88	3-102	3-102	3-108	3-117	3-121	3-133

Колокола ловильные



Колокола ловильные типов ЛК, ЛКС и гладкий:

а — несквозной типа К; б — сквозной типа КС; в — гладкий (без резьбы);

1 — резьба присоединительная к колонне труб; 2 — резьба ловильная;

3 — резьба присоединительная к направляющей воронке

Технические характеристики колоколов типа ЛК

Показатель	46 ЛК 35-22	48 ЛК 37-24	55 ЛК 44-32	59 ЛК 48-35	65 ЛК 52-30	80 ЛК 67-45	90 ЛК 77-55	95 ЛК 82-60	102 ЛК 90-68	110ЛК 94-72	114ЛК 98-76	118 ЛК 105-60	120 ЛК 104-82
Наружный диаметр, мм	46	48	55	59	65	80	90	95	102	110	114	118	120
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	35-22	37-24	44-32	48-35	52-30	67-45	77-55	82-60	90-68	94-72	98-76	105-60	104-82
Длина, мм	420	420	440	440	590	590	610	610	620	620	620	990	620
Замковая присоединительная резьба	3-38	3-38	3-44	3-44	3-44	3-44	3-73	3-73	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76

Показатель	120ЛК 105-60	122 ЛК 106-84	122 ЛК 105-60	124 ЛК 108-86	124 ЛК 114-69	128 ЛК 112-90	132 ЛК 116-94	140ЛК 124-94	140 ЛК 124-79	146 ЛК 120-90	146 ЛК 125-80	149 ЛК 124-94
Наружный диаметр, мм	120	122	122	124	124	128	132	140	140	146	146	149
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	105-60	106-84	105-60	108-86	114-69	112-90	116-94	124-94	124-79	120-90	125-80	124-94
Длина, мм	990	620	990	620	990	990	640	770	1000	770	1010	770
Замковая присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88

Показатель	152 ЛК 127-97	156 ЛК 131-101	156ЛК 131-86	159 ЛК 134-104	159 ЛК 142-97	162 ЛК 137-102	170 ЛК 145-110	174 ЛК 149-114	180 ЛК 155-120	191ЛК 163-128	194 ЛК 168-118
Наружный диаметр, мм	152	156	156	159	159	162	170	174	180	191	194
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	127-97	131-101	131-86	134-104	142-97	137-102	145-110	149-114	155-120	163-128	168-118
Длина, мм	770	790	1010	790	1010	860	860	860	860	860	1100
Замковая присоединительная резьба	3-88	3-121	3-121	3-121	3-121	3-12	3-121	3-133	3-133	3-133	3-147

Показатель	207 ЛК 179-131	210 ЛК 182-134	216 ЛК 185-137	219 ЛК 188-140	225 ЛК 194-146	235ЛК 204-156	241 ЛК 210-162	154 ЛК 222-174	266 ЛК 235-187	273 ЛК 241-193	291 ЛК 260-212
Наружный диаметр, мм	207	210	216	219	225	235	241	154	266	273	291
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	179-131	182-134	185-137	188-140	194-146	204-156	210-162	222-174	235-187	241-193	260-212
Длина, мм	1100	1100	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Замковая присоединительная резьба	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147	3-171	3-171	3-171	3-171	3-171	3-171

Технические характеристики колоколов типа ЛКС

Показатель	82 ЛКС 66-51	90 ЛКС 69-52	99 ЛКС 83-63	114 ЛКС 98-76	118 ЛКС 102-80	135 ЛКС 115-94	137 ЛКС 121-92	152 ЛКС 136-105	166 ЛКС 150-117	176 ЛКС 160-130
Наружный диаметр, мм	82	90	99	114	118	135	137	152	166	176
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс. -мин.)	66-51	69-52	83-63	98-76	102-80	115-94	12-92	136-105	150-117	160-130
Длина, мм	370	380	460	500	510	510	650	680	760	760
Замковая присоединительная резьба	В НКТ-60	В НКТ-73	В НКТ-73	В НКТ-89	В НКТ-102	НКТ-114	НКТ-114	Обс- 114	Обс- 127	Обс- 140

Технические характеристики гладких колоколов (Изготовители: ЗАО завод «ИЗМЕРОН», ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»)

Размеры колокола (рис. в)	Извлекаемые предметы											
	Замки						Бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140		
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197		
d ₁	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135		
d ₂	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143		
d ₃	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149		
d ₄	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197		
d ₅	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85-95		
l	470	340	340	430	430	340	340	340	340	340		
l ₁	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156		
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650		

Механические ударники типа УМ



Назначение: Мех. ударник предназначен для создания ударных нагрузок (направление ударов возможно как вниз, так и вверх) при ликвидации аварий в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах, связанных с прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, ловильного инструмента, фрезеров и т. п.

Шифр типоразмера мех. ударника	УМ-95	УМ-103	УМ-122
Наружный диаметр, мм	95.5	103	122
Внутренний проходной канал, мм	32	32	50
Свободный ход штока, мм	500	500	500
Макс растягивающая нагрузка на открытый мех. ударник, кН	1150	1150	1800
Макс. крутящий момент, передаваемый мех ударником, кН м	15.5	15.5	31
Присоединительная резьба	3-73 (3-76)	3-73 (3-76)	3-88
Масса, кг	50	56	86

Гидроударники типа МГ



Назначение: Гидроударник предназначен для создания ударных нагрузок при ликвидации аварий в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах, связанных с прихва-

том, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, лоповильного инструмента, фрезеров и т. п.

Шифр типоразмера гидроударника	МГ-95	МГ-103	МГ-122
Наружный диаметр, мм	95.5	103	122
Длина в сложенном состоянии, мм	1600	1600	2100
Внутренний проходной канал, мм	32	38	50
Свободный ход штока, мм	100	100	120
Макс растягивающая нагрузка на гидроударник для нанесения удара, кН	250	250	350
Макс растягивающая нагрузка на открытый гидроударник после удара, кН	1200	1200	2000
Макс крутящий момент. передаваемый гидроударником, кН м	15.5	15.5	31
Присоединительная резьба	3-73 (3-76)	3-73 (3-76)	3-88
Масса, кг	66	75	90

Усилитель гидроударника типа УГ



Назначение: Усилитель гидроударника предназначен для повышения эффективности работы гидроударника при создании ударных нагрузок в процессе ликвидации аварий в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах, связанных с прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб,

элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, ловильного инструмента, фрезеров и т. п. Применение усилителя гидроударника позволяет увеличить силу удара гидроударника и снизить воздействие на ловильную колонну, особенно при работе гидроударника на небольших глубинах или в глубоких искривленных скважинах.

Шифр типоразмера усилителя гидроударника	УГ-95	УГ-103	УГ-122
Наружный диаметр, мм	95.5	103	122
Внутренний проходной канал, мм	32	38	50
Полный ход штока, мм	200	200	225
Мин растягивающая нагрузка на усилитель гидроударника для обеспечения эффективного удара, кН	136	136	250
Растягивающая нагрузка на усилитель гидроударника, необходимая для полного раскрытия, кН	198	198	360
Макс растягивающая нагрузка на открытый усилитель гидроударника после удара, кН	1400	1400	2200
Макс крутящий момент, передаваемый усилителем гидроударника, кН м	15.5	15.5	31
Присоединительная резьба	3-73 (3-76)	3-73 (3-76)	3-88
Масса, кг	110	150	210

Труборезы внутренние механические типа РВ



Назначение: Труборезы внутренние предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных

или насосно-компрессорных труб для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Шифр типоразмера трубореза	PB 48	PB 60	PB 73	PB 89	PB 102	PB 114	PB 127	PB 140
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	48	60	73	89	102	114	127	140
Наружный диаметр корпуса, мм	36	47.6	57.5	67	82	90	102	110
Присоединительная резьба	3-30	3-38	3-50	3-50	3-66	3-73	3-76	3-88

Шифр типоразмера трубореза	PB 146	PB 168	PB 178	PB 194	PB 219	PB 245	PB 273	PB 299
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	146	168	178	194	219	245	273	299
Наружный диаметр корпуса, мм	117	133	143	159	188	210	241	266
Присоединительная резьба	3-101	3-108	3-117	3-117	3-147	3-147	3-147	3-147

Труборезы наружные механические типа РН



Назначение: Труборезы наружные предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб и последующего извлечения отрезанной части на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Шифр типоразмера трубореза	РН-42	РН-50	РН-60	РН-73	РН-89
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	33...42	48...50	60...63.5	60...73	73...89
Наружный диаметр корпуса, мм	78	91	110	120	136
Внутренний проходной диаметр, мм	59	69	86	96	110
Присоединительная резьба переводника	ВНКТ 60	ВНКТ 73	ВНКТ 89	ВНКТ 102	ВНКТ 114

Шифр типоразмера трубореза	РН-102	РН-114	РН-127	РН-140	РН-146
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	89...102	102...114	114...127	127...140	140...146
Наружный диаметр корпуса, мм	150	180	190	206	232
Внутренний проходной диаметр, мм	123	149	158	174	192
Присоединительная резьба переводника	ОБС 140	ОБС 168	ОБС 178	ОБС 194	ОБС 219

Инструменты для развинчивания труб моделей Эй Джей

Инструмент для развинчивания ловильных труб модели Эй Джей фирмы Хьюстон Инжиниерз предназначен для развинчивания и извлечения секций колонны труб с правой резьбой, застрявших или оставленных в скважине.

Технические характеристики

Модель	Эй Джей
Инструмент №	4
Действительный наружный диаметр	103,2 мм

Действительный внутренний диаметр	28,6 мм
Длина	2946,4 мм
Для работы в обсадке размером (Стандартные перья)	127 мм 26,78 кг/м 177,8 мм 40 фунтов
Для работы в обсадке размером (удлинители перьев)**	—
Диаметр захват. перьев (стандарт)	
мин. вн.диаметр	107,95
макс. вн.диаметр	150,81
Диаметр захват. перьев (с удлинителями)	—
Для развинчивания***	38,10мм — 76,20мм трубы 60.33 мм — 73,20 мм — Замок инструмента

****На новых моделях инструмента удлинители перьев встроенного типа; на ранних моделях — крепятся на болтах.**

*****Развинчивание вышеприведенных труб и соединений не гарантируется. Рабочий завинчивающий момент соединений инструмента часто превышает возможности инструмента. В любом случае рабочие пределы инструмента не следует превышать.**

Основные технические данные

Модель	Эй Джей	
Инструмент №	4	
Действительный наружный диаметр	103,2 мм	
Действительный внутренний диаметр	28,6 мм	
Макс. предел текучести (статический)	667200 Н	
Тяговое усилие, направленное вверх, для отвинчивания соединений с правой резьбой и об/мин	Н	222400
	об. /мин	100

Макс. нагрузка крутящего момента по пределу текучести (см. крутящий момент в зависимости от оборотов/тыс, для различных размеров труб)	Входной коэф.	13557 Н/м
	Выходн.	24132 Н/м
Макс. давление насоса (внутреннее)	34475 МПа	
Мин. давление насоса (для стопорения инструмента, статическое)	1034,25 МПа	
Мин. давление насоса для фиксирования инструмента в скважине	3447,5 МПа	
Размеры отверстий для верхних и нижних циркуляционных заглушек	9,5 мм	
Наружный диаметр стопорных шариков (*ранние модели)	—	

Момент фрикционной пружины

Инструмент №	4
*Крутящий момент раскрытие перьев (без захвата обсадки)	40,67-67,87 Н/м
Крутящий момент после полного открытия перьев	135,58 - 338,94 Н/м

**Крутящий момент фрикционных пружин не превышает возможности одного человека, использующего стандартный сборочный цепной ключ. В любом случае крутящий момент фрикционных пружин должен быть достаточным для уверенного раскрытия и закрытия перьев.*

Момент затяжки, Н/м

Инструмент №	4
№ полной сборки	15690
*Верхняя муфта	678
Нижний переводник	13558
Корпус лубрикатора/корпус редуктора	13558
Корпус редуктора / упорная гайка	407

Стопорная гайка	61,01
Регулировочная втулка **	не затягивается
Установочные винты регулировочной втулки/спорного кольца	33,89
Уплотнительная гайка	не затягивается
Установочные винты уплотнительной гайки	33,89
Болты блока шестерней	33,89
Болты упорной гайки	33,89
Стопорная заглушка корпуса лубрикатора***	40,67
Стопорная заглушка корпуса редуктора***	40,67
Циркулярная заглушка верхней муфты	33,89
Циркулярная заглушка нижнего переводника	33,89
Болты верхнего запорного кольца	-
Масленка/трубая пленка	20,34

*Верхнюю муфту затянуть до указанного момента, а затем совместить со стопорным кольцом для зацепления.

**Регулировочная втулка фиксируется установочными винтами после регулировки инструмента. Регулировочная втулка удерживается установочными винтами при нулевом моменте на втулке.

***Совместите сборочные метки до затягивания заглушек.

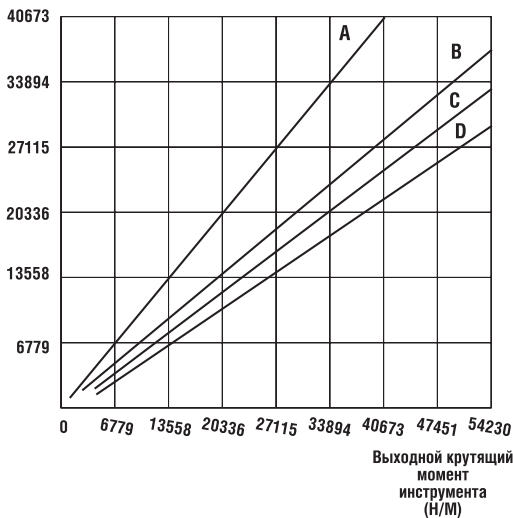
Отношение допустимого входного крутящего момента к выходному при различных растягивающих нагрузках и статическая нагрузочная способность

Инструмент №	Механический коэффициент без нагрузки	*Коэффициент увеличения крутящего момента при растягивающем усилии:			**Входной крутящий момент, Н/м	Статическая нагрузочная способность по растягивающему усилию (90% предела текучести)
		22240 Н	44480 Н	88960 Н		
4	1-1,78	1-1,60	1-1,40	1-1	13558	667200 Н

Коэффициент крутящего момента

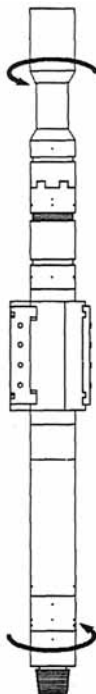
Отношение входного крутящего момента к выходному крутящему моменту — все размеры

Входной крутящий
момент
инструмента
(Н/М)



A	Натяжение 88960 Н
B	Натяжение 44480 Н
C	Натяжение 2240 Н
D	Натяжение 0 Н

Входной
крутящий
момент



Выходной
крутящий
момент

Раздел 21

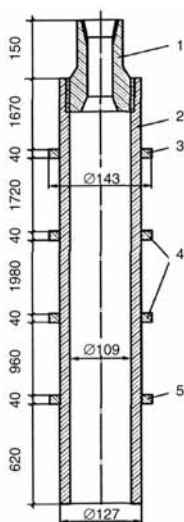
Зарезка и бурение второго ствола

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных колонн и скважин

Номинальный диаметр обсадных труб	Разность диаметров, мм
114, 127	15
140, 146	20
168, 178, 194, 219, 245	25
273, 299	35
324, 340, 351, 377, 426	39 - 45

Размеры шаблона

Длину и диаметр шаблона определяют исходя из расчета необходимого превышения размеров спускаемого в скважину специального инструмента соответственно на 3—4 м и 2—3 мм.



Шаблон для проверки обсадной колонны диаметром 168 мм:

- 1 — переводник;
- 2 — корпус;
- 3 — верхнее кольцо;
- 4 — промежуточные кольца;
- 5 — нижнее кольцо

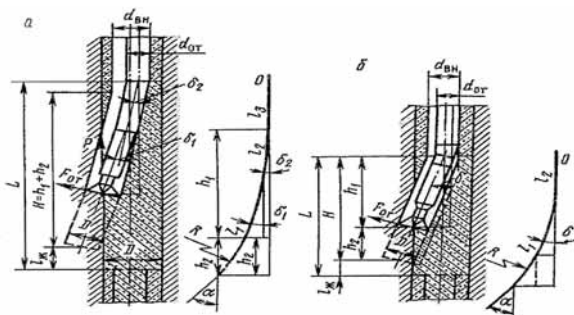
Расчет минимальной длины вырезаемого участка ОК

С учетом увеличения интервала забуривания для условий желобообразования, минимальную длину вырезанного участка обсадной колонны рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$L = H \times k + \frac{D_3}{2 \times \sin \alpha},$$

где:

- H** — расчетный интервал забуривания, м
k = 1,1 — коэффициент запаса для интервала забуривания
D₃ — диаметр замка бурильной колонны, мм
α — зенитный угол выхода ствола в интервале забуривания, град.



Расчетный интервал забуривания определяется по формуле:

- для отклонителя с двумя углами перекоса

$$H = l_1 + l_2 + R \times \alpha$$

- для отклонителя с одним углом перекоса

$$H = l_1 + R \times \alpha$$

где:

- l_1 и l_2 — длины нижней и средней секций отклонителя, мм
- R — радиус дуги окружности образующегося профиля скважины, м
- α — зенитный угол выхода ствола в интервале забуривания, рад.

С учетом вписываемости отклонителя в геометрические размеры ствола скважины в интервале забуривания, величины l_1 определяются как:

- для отклонителя с двумя углами перекоса:

$$l_1 = \frac{(D_c + d_{вн} - d_{от} + 2 \times l_2 \times \delta_1)}{2 \times (\delta_1 + \delta_2)},$$

- для отклонителя с одним углом перекоса:

$$l_1 = \frac{(D_c + d_{вн} - d_{от})}{2 \times \sin \delta},$$

где:

- D_c — условный диаметр скважины, мм
При забуривании в мягких породах D_c принимают равным наружному диаметру обсадной колонны, а при забуривании в твердых породах — диаметру скважины до спуска обсадной колонны.
- $d_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, мм
- δ_1 и δ_2 — углы перекоса осей переводников отклонителя, рад
- l_2 — длина средней секций отклонителя, мм

Определяем радиус искривления скважины:

$$R = \frac{(l_1 + l_2)}{2 \times \sin(\delta + \beta)},$$

где:

- l_1 и l_2 — длины нижней и средней секций отклонителя, мм
- δ — углы перекоса осей первой и второй секций отклонителя, град
- β — угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя, град

Угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя определяется по формуле:

$$\operatorname{Tg} \beta = \frac{(D - d_{\text{от}})}{2 \times l_1},$$

где:

- D — диаметр долота, мм
- $d_{\text{от}}$ — диаметр отклонителя, мм
- l_1 — длина первой секции отклонителя, мм

Угол выхода долота из скважины, равный зенитному углу второго ствола определяется по формуле:

$$\operatorname{Cos} \alpha = \left(1 - \frac{D}{2 \times R}\right),$$

где:

- D — диаметр долота, мм
- R — радиус дуги окружности образующегося профиля скважины, м

Подставляя полученные значения в [1] определяем минимальную длину вырезаемого участка обсадной колонны, а по формулам [2] и [3] — минимальную длину интервала забуривания второго ствола.

Методы определения места вырезки «окна».

При выборе интервала забуривания бокового ствола из обсаженной скважины необходимо руководствоваться следующими соображениями:

- Окно должно находиться на достаточной высоте от продуктивного горизонта для обеспечения набора необходимых параметров кривизны.
- Выбирать участок вырезания колонны необходимо в интервале качественного цементного кольца за обсадной колонной и напротив устойчивых пород, не склонных к поглощениям промывочной жидкости и обваливанию. При равных условиях предпочтение следует отдавать породам с меньшей абразивностью во избежании преждевременного износа режущих элементов вырезающих устройств.
- При наличии в скважине двух или нескольких колонн место для вскрытия «окна» с помощью клиновых отклонителей выбирают на такой глубине, чтобы работы производились в одной колонне
- Вскрытие «окна» против крепких и часто перемежающихся мягких и крепких пород приводит к тому, что второй ствол зачастую не отходит от основного ствола и бурится рядом с ним, особенно когда бурение ведется при полном поглощении промывочной жидкости.

Основные размеры клиновых отклонителей

Тип отклонителя	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина отклонителя (без спускового клина), мм	Длина желоба или конической части, мм	Угол скоса, град
ОЗС-146	108	4500	2500	2,30
ОЗС1-168	136	4900	2600	2,30
ОТ-219	168	4600	2800	3,00
ОТ-273	225	4800	3000	3,30

Тип отклонителя	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина отклонителя в собранном состоянии, м	Длина отклонителя в разобранном виде, м	Угол скоса, град
КОП-115П	115	4,07	2,5	2,30
КОП-115С	115	4,2	2,5	2,30

Тип отклонителя	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба к бурильным трубам	Угол наклона отклоняющего клина, град
KO-115	115	4270	210	146	3-76	2,5
KO-115A	115	3955	168	146	—	2,2

Примечание: клин после спуска остается в скважине постоянно.

Клин КОП 115М

Предназначен для обеспечения необходимого отклонения фрезеров — райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм, а также для отклонения режущего и бурильного инструмента при забурировании и бурении дополнительного ствола через обсадную колонну в скважине. Клин-отклонитель после спуска остается в скважине постоянно.

Техническая характеристика клина КОП 115М

Наружный диаметр при утопленной плашке	115 мм
Длина клина в сборе	3955 мм
Длина желоба клина-отклонителя	2500 мм
Угол наклона желоба клина-отклонителя	2.5 град
Условный диаметр обсадной колонны	146 мм
Масса	175 кг

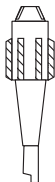
Схема компоновки оборудования с клином-отклонителем



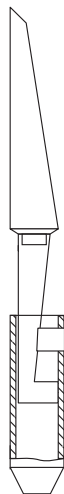
Бурильный
инструмент
ТБГВ 89х8



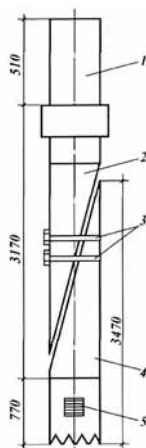
Переводник
М88/М86



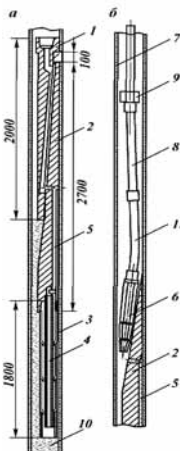
Стартовый фрез



Клин-отклонитель



Компоновка
клина-отклонителя:
1 — магнитный перевод-
ник;
2 — спусковой клин;
3 — срезные болты;
4 — отклоняющий клип;
5 — плашки



Конструкция клино-
вого отклонителя (а),
схема вырезания ок-
на (б):
1 — спусковой клин;
2 — клин-отклонитель;
3 — хвостовик;
4 — центральная
труба;
5 — канал;
6 — райбср;
7 — обсадная колон-
на;
8 — бурильная труба;
9 — центратор;
10 — цементный ка-
мень;
11 — УБТ

Технические данные и характеристики вырезающих устройств типа УВ и УВУ (ВНИИБТ)

Тип устройства	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр, мм			Длина, мм (с центраторами)	Масса, кг (с центраторами)
		по направляю- щим	по корпусу	по раскрытым резцам		
УВ-114	140-146	—	114	175	3524	97
УВ-216	245-273	230	216	280	2030	275
УВУ-168	168	160	140	212	3830	310
УВУ-178	178	170	148	220	3830	320
УВУ-194	194	184	164	236	3830	329
УВУ-219	219	210	190	260	3830	336
ФР-168 «Азимут»	168	144, 146, 148	140	215	1210	200

Техническая характеристика	Вырезающее устройство						
	УВ- 114	УВ- 216	УВУ	ФР- 168	ТГМ- 146	ТГМ- 168	ТРГ- 146
1	2	3	4	5	6	7	8
Диаметр срезаемой колонны, мм	140-146	245-273	168-219	168	146	168	146
Осевая нагрузка на резцы, кН не более							
при прорезании колонны	40	40	40	10	15	17	
при торцевании колонны	5-10	5-10	5-10	40			5-18
Частота вращения, с-1	0,5-1,5	0,5-1,5	0,66-1,17	0,63-1,03	—	—	0,63-0,7
Температура рабочей среды, град, не более	100	100	100	100	—	—	100
Средняя механическая скорость вырезания, м/ч	0,68	0,68	0,68	0,9	—	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8
Средняя механическая скорость вырезания, м/ч	0,68	0,68	0,68	0,9	—	—	—
Перепад давления на устройстве, МПа	2-4	2-4	2-4	3-4,5	—	—	—
Проходка на комплект резцов по трубе из стали группы прочности Д для забуривания ствола, м, не менее	9	9	9	10	—	—	—
Подача бурового раствора, л/с	10-14	10-16	10-14	7-14	5	5	6-12
Число резцов	5	5	5	6	3	3	3
Наружный диаметр, мм	114	216	140-190	140	123	140	120
Длина, мм	3524	2030	3830	1210	370	370	1050
Масса, кг	97	275	310-336	200	17	22	

Технические данные и характеристики вырезающих устройств типа УВУ (ТЯЖПРЕССМАШ, Рязань)

Техническая характеристика	Вырезающее устройство		
	УВУ	УВУ-01	УВУ-02
1	2	3	4
Диаметр срезаемой колонны, мм	168	178	219
Наружный диаметр корпуса, мм	138	148	190
Диаметр по раскрытым резцам, мм	212 ±2,3	220 ±2,3	265 ±2,6
Осевая нагрузка на резцы, кН не более	40	40	40
Частота вращения, с-1	0,66-1,17	0,66-1,17	0,66-1,17
Температура рабочей среды, град, не более	100	100	100
Средняя механическая скорость вырезания, м/ч	0,3-1	0,3-1	0,3-1

1	2	3	4
Перепад давления на устройстве, МПа	2-4	2-4	2-4
Проходка на комплект резцов по трубе из стали группы прочности Д для забуривания ствола, м, не менее	18	18	18
Подача бурового раствора, л/с	10-16	10-16	10-16
Число резцов, шт	5	5	5
Присоединительная резьба	3-88	3-88	3-88
Длина, мм	1916 ±11,5	1916 ±11,5	1916 ±11,5
Масса, кг	166 ±8	172 ±9	212 ±11

Фрезеры колонные конусные (ОСТ 26-02-650-72)

Шифр	D	D ₁	L	I	I ₁	d	d ₁	Масса, кг	Резьба
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФКК-93	93.3	80	350	103	122	12	—	12	3-62
ФКК-97	97.3	80	352	103	122	12	—	15	3-62
ФКК-106	106	95	373	103	147	13	—	17	3-76
ФКК-115	114.7	95	428	128	172	13	—	21	3-76
ФКК-121	120.7	95	431	128	172	14	—	24	3-76
ФКК-127	127	108	428	128	172	14	—	27	3-88
ФКК-137	137.3	113	430	128	172	15	—	37	3-88
ФКК-143	143.3	113	460	154	173	15	—	40	3-88
ФКК-149	149.3	118	475	154	173	16	—	45	3-101
ФКК-167	166.7	146	510	154	198	18	—	57	3-121
ФКК-192	192.1	146	573	179	222	18	26	75	3-121
ФКК-198	198.1	146	575	179	222	20	28	79	3-121

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФКК-217	216.5	178	617	179	246	20	38	115	3-147
ФКК-223	222.5	178	620	179	246	20	42	121	3-147
ФКК-245	245.1	178	680	204	270	20	50	150	3-147
ФКК-272	272.5	203	742	230	295	22	40	180	3-171
ФКК-298	297.9	203	805	255	319	22	50	215	3-171
ФКК-312	311.7	203	812	255	319	22	60	220	3-171

Фрезеры-райберы

Шифр	Диаметр труб	D ₁	D ₂	L	l	d	d ₀	Масса, кг	Резьба
ФРС-146-1	146	110	47	340	200.5	15	-	12	3-76
ФРС-146-2	146	120	62	425	285	20	20	20.5	3-76
ФРС-146-3	146	120	95	431	289	20	20	25.5	3-76
ФРС-168-1	168	130	50	380	250	15	-	26	3-88
ФРС-168-2	168	142	70	496	350	20	20	40	3-88
ФРС-168-3	168	142	110	500	362	25	25	46	3-88
ФРС-219-1	219	160	62	452	290	20	20	44	3-117
ФРС-219-2	219	174	76	640	470	25	25	73.5	3-117
ФРС-219-3	219	192	148	580	394	25	25	100	3-117
ФРС-273-1	273	192	74	545	368	25	25	70	3-117
ФРС-273-2	273	225	111	740	545	25	25	147	3-117
ФРС-273-3	273	245	190	672	468	25	25	180	3-117
РПМ-146	146	121	61	486	354	15	-	25.2	3-76
РПМ-168	168	143	79.5	543	404	20	-	38.5	3-88
РПМ-219	219	193	109.8	626	440	25	-	79.3	3-117
РПМ-273	273	246	137.2	726	522	25	-	152.3	3-117

Примечание:

1. Фрезеры - райберы праворежущие и леворежущие.
2. Армируются твердыми сплавами ФРС-В К8, РГМ-75К12В или Т17К12.

Фрезеры скважинные для прорезания «окна»

Шифр	D, мм	Длина, мм			Масса, кг	Резьба
		общая, L	конусной части, l	цилиндрической части, l ₁		
ФРЛ-116	116	850	102	135	60	3-76
ФРЛ-121	121	860	100	135	64	3-76
ФРЛ-143	143	1000	125	140	85	3-101
ФРЛ-152	152	1050	150	140	102	3-101
ФРЛ-167	167	1100	150	160	136	3-121
ФРЛ-193	193	1150	170	175	173	3-121
ФРЛ-218	218	1250	200	185	245	3-147
ФРЛ-246	246	1300	200	235	295	3-147

Комбинированный райбер

Состоит из трех секций, соединенных между собой. Секции имеют различные диаметры (D_1 , D_2 , D_3) и длины (L_1 , L_2 , L_3) и по мере сработки могут быть заменены новыми. Первая нижняя секция длиной L_1 — основная (рабочая) с углом наклона к оси райбера 8° . Она начинает протирать колонну с момента соприкосновения его с верхним концом отклонителя. Вторая секция длиной L_2 с углом наклона $4^\circ 30'$ расширяет «окно», протертое первой секцией. Третья секция имеет цилиндрическую форму и обрабатывает стенки «окна». Для циркуляции промывочной жидкости в процессе вскрытия «окна» в секциях имеются боковые отверстия, расположенные в шахматном порядке. Конструкция райбера разборная.

Технические характеристики комбинированного райбера

Наименование	Условный диаметр колонны, мм		
	168	219	273
Наибольший диаметр, D_3 мм	142	193	245
Диаметр первой секции, D_2 мм	130	175	230
Наименьший диаметр, D_1 мм	50	60	80
Диаметр замка, d мм	110	145	145
Длина первой секции, L_1 мм	240	195	130
Длина второй секции, L_2 мм	120	125	260
Длина третьей секции, L_3 мм	60	120	130
Масса, кг	52	64	87

Технические характеристики универсального райбера

Характеристика	Размер
Диаметр колонны, мм	168
Длина цилиндрической части, мм	108
Длина конической части, мм	348
Рабочая длина, мм	456
Наибольший диаметр, мм	142
Наименьший диаметр, мм	50

Размерный ряд фрезеров колонных конических ФКК (завод «ИЗМЕРОН»)

Наружный диаметр фрезера, мм	Присоединительная резьба	Условный диаметр и толщина труб, для работы в которых предназначен фрезер, мм
1	2	3
70	3-42	89, все НКТ
73	3-42	89 х 6,5, все НКТ
85	3-42	102 х 6,5
91	3-66	114, все НКТ и обсадные
94	3-66	114 х 8,6 и менее
96	3-66	114 х 7,4 и менее
102	3-66	127, все
105	3-66	127 х 9,2 и менее
109	3-66	127 х 7,5 и менее
115	3-76	140, все
118	3-76	140 х 9,2 и менее
121	3-76	140 х 7,7 и менее
124	3-76	146 х 9,5 и менее
127	3-76	146 х 7,7 и менее
141	3-88	168, все
145	3-88	168 х 8,9 и менее
149	3-88	178 х 12,7 и менее
154	3-88	178 х 10,4 и менее
160	3-88	194, все
165	3-88	194 х 12,7 и менее
171	3-88	194 х 9,5 и менее

187	3-117	219, все
190	3-117	219 x 12,7 и менее
195	3-117	219x10,2 и менее
209	3-117	245, все
213	3-117	245 x 13,8 и менее
217	3-117	245 x 12 и менее
221	3-117	245 x 10 и менее
235	3-152	273, все
244	3-152	273 x 12,6 и менее
249	3-152	273 x 10,2 и менее
265	3-152	299, все
270	3-152	299 x 12,4 и менее
276	3-152	299 x 9,5 и менее
292	3-152	324, все
296	3-152	324 x 12,4 и менее
301	3-152	324 x 9,5 и менее
305	3-152	340, все
312	3-152	340 x 12,2 и менее
314	3-152	340 x 10,9 и менее
323	3-152	351, все
350	3-177	377, все
377	3-177	406 x 12,6 и менее
381	3-177	406 x 11,1 и менее
396	3-177	426, все
446	3-177	473, все

При врезании в колонну и ее фрезеровании ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

1. Поднимать инструмент выше места врезки в колонну при включенном насосе

2. Менять скорость ротора при нагруженном инструменте и включенном насосе

3. Отрывать инструмент не дав ему разгрузиться. В случае внезапной остановки насоса и загрузенном инструменте продолжать вращение ротора до разгрузки инструмента, после чего можно остановить ротор и оторвать инструмент от забоя.

4. Быстрый подъем инструмента в интервале фрезерования и начала врезки (не более 0,5 м/сек)

5. Осуществлять резкую загрузку УВУ

6. Оставлять загруженным УВУ, включать ротор или насос при загруженном инструменте.

7. В случае «полета» УВУ на забой после его ловли и отрыва от забоя КАТЕГОРИЧЕСКИ ЗАПРЕЩАЕТСЯ производить промывку. Необходимо поднять инструмент и произвести разборку, чистку и смазку УВУ.

Комплект фрез КФ-124 для вырезки «окна»



Состав:

Комплект фрез состоит из стартового фреза, оконного (торцевого) фреза и арбузообразного (калибровочного) фреза.

Назначение:

- Стартовый фрез предназначен для спуска клина-отклонителя и начального фрезерования «окна»;
- Оконный фрез предназначен для прорезания «окна»;
- Арбузообразный фрез предназначен для калибрования окна.

Подготовка изделия к работе:

1. Перед началом работ производится внешний осмотр фрез (стартовый, оконный и арбузообразный), проверяется наличие консервирующей смазки, отсутствие забоин и задиров на резьбовых соединениях;

2. Производится стыковка стартового фреза с клином-отклонителем;

3. Производится сборка вырезающей компоновки в составе оконного фреза и арбузообразного фреза (двух арбузообразных фрез).

Требования к безопасности:

В процессе работы с комплектом фрез КФ-124 следует руководствоваться «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» М. «Недра», 1998г. РД 08.200-98 и правилами техники безопасности, действующими на предприятии. Особых требований при эксплуатации КФ-124 нет.

Транспортировка и хранение:

Транспортирование комплекта фрез КФ-124 допускается в открытых железнодорожных вагонах, автомобильным, речным и воздушным транспортом в соответствии с действующими на этих видах транспорта правилами перевозки грузов. При длительном хранении контролировать состояние консервации изделия.

Техническая характеристика

Наименование	Диаметр, мм	Частота вращения, с-1	Присоединительная резьба
фрез стартовый ФС-124	124	0,5 - 2	3-76
фрез оконный ФО-124	124	0,5 - 2	3-76
фрез арбузообразный ФА-124	124	0,5 - 2	3-76

Комплект фрезеров-райберов предназначен для создания «окна» проходного сечения диаметром 125-126 мм в эксплуатационной колонне, при забурировании второго ствола, с использованием клина-отклонителя типа КОП.

Техническая характеристика

	для 146 мм колонны	для 168 мм колонны
Диаметр, мм	124	142
Частота вращения, с	0.5 - 2	0.5 - 2
Присоединительная резьба	3-76	3-88
Условный диаметр колонны, мм	146	168

В комплект поставки входят:

- фрезер-райбер зарезной;
- фрезер-райбер проходной;
- фрезер-райберкалибрующий.

Оборудование для подвески хвостовиков

Резьбовой разъединитель

Предназначен для спуска, цементирования и последующего отсоединения потайной обсадной колонны (хвостовика). Длина колонны должна равняться длине бокового ствола плюс 50—100м, т.е. головная часть хвостовика должна находиться выше места зарезки бокового ствола (при наличии за-колонного пакера — на 30—50м). Резьбовой разъединитель рекомендуется применять при длине хвостовика более 300м.

Основные характеристики резьбовых разъединителей

Характеристики	Марка разъединителя	
	РР - 102	РР - 114
1	2	3
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм	102	114

1	2	3
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм		
- наружный	120	140
- внутренний	100	100
Длина разъединителя, мм	550	625
Грузоподъемность, тн	43,0	45,0
Масса, кг	14,3	26,7
Диаметр прохода, мм:		
- подвесной пробки	30	30
- разъединителя	38	38
- промывочных окон	19	19
- кольца «стоп»	70	70
Инструмент для спуска колонны	Трубы с внутренним диаметром 48—59 мм	
Присоединительная резьба		
- к инструменту	3-86	3-86
- к колонне	ОТТМ-102	НКТ-114
Размеры пробки продавочной/подвесной, мм:		
- наибольший диаметр металлической части	34/75	34/75
- диаметр манжет	61/109	61/109
- длина	168/245	168/245
Давление среза штифтов, МПа:		
- подвесной пробки	1—8	1—8
- открытия циркуляционных отверстий	5—20	5—20

Цанговый разъединитель

Разъединитель цанговый РЗ может применяться при цементировании хвостовиков диаметрами 102 и 114 мм длиной до 300 м, в том числе с расхаживанием колонны при кривизне ствола не более 20 на 100м.

Основные характеристики цанговых разъединителей

Характеристики	Марка разъединителя	
	РЗ - 102	РЗ - 114
1	2	3
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм	102	114
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм		
- наружный	120	140
- внутренний	100	100
Длина разъединителя, мм	1880	1880
Грузоподъемность, тн	8,0	8,0
Масса, кг	32,0	45,0
Диаметр прохода, мм:		
- подвесной пробки	30	30
- разъединителя	38	38
- промывочных окон	19	19
- кольца "стоп"	70	70
Инструмент для спуска колонны	Трубы с внутренним диаметром 48 - 59 мм	
Присоединительная резьба		
- к инструменту	3-86	3-86
- к колонне	ОТТМ - 102	НКТ - 114
Размеры пробок, мм:		
Наибольший диаметр металлической части:		
- продавочной	34	34
- подвесной	75	75
- запорной (с манжетами)	43	43
- запорной (цельнометаллической)	45	45

Диаметр манжет		
- продавочной	61	61
- подвесной	109	109
- запорной (с манжетами)	61	61
Длина		
- продавочной	168	168
- подвесной	245	245
- запорной (с манжетами)	130	130
- запорной (цельнометаллической)	170	170
Давление среза штифтов, МПа:		
- подвесной пробки	1 - 8	1 - 8
- открытия циркуляционных отверстий	5 - 20	5 - 20
- разъединения	3 - 15	3 - 15

Межколонные якоря

Предназначены для подвески потайных обсадных колонн внутри технической колонны. Применяются якоря при длине хвостовика менее 200м.

Якорь устанавливают в верхней части потайной обсадной колонны сразу за разъединителем. При этом он должен располагаться внутри промежуточной колонны. В процессе цементирования после получения сигнала «стоп» давление повышают до значения указанного в паспорте якоря плюс 0,5—1,0 МПа. Под действием давления в цилиндрической полости, передаваемого на гильзу, срезает удерживающие штифты. Шлипсы выдвигаются и прижимаются к промежуточной колонне. Колонну разгружают на 20—30 кН, при этом шлипсы самозаклиниваются. В случае необходимости подъема при движении колонны вверх шлипсы принимают транспортное положение.

Основные характеристики межколонных якорей

Характеристики	Марка якоря	
	ЯК-102	ЯК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм	102	114
Наибольший диаметр, мм	122	142
Длина якоря, мм	1050	830
Диаметр прохода, мм	88,6	100
Диаметр выхода шлицов, мм	140	160
Тип присоединительной резьбы	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа	5,0—15,0	5,0—15,0

Межколонные пакера

Для предотвращения оголения верхней части потайной колонны труб и дополнительной герметизации пространства между промежуточной и потайной обсадной колонной применяется межколонный пакер

Основные характеристики межколонных пакеров

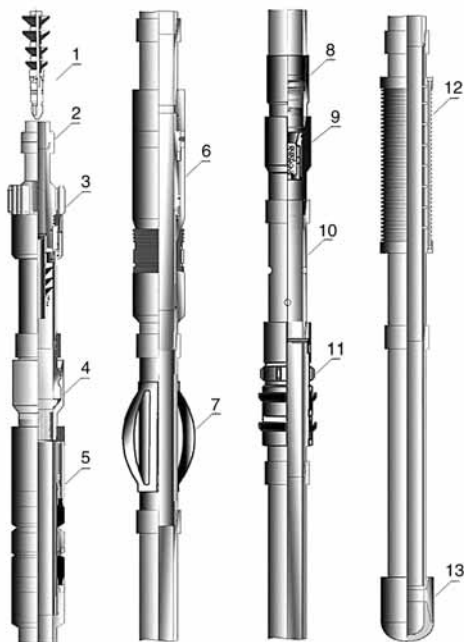
Характеристики	Марка пакера	
	ПАК-102	ПАК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм	102	114
Наибольший диаметр, мм	120	142
Длина пакера, мм	510	520
Масса, кг	22	34
Диаметр прохода, мм	88,6	100
Наибольший диаметр пакеровки, мм	132	158
Тип присоединительной резьбы	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа:	5,0—15,0	5,0—15,0

Устройство для спуска,подвески и герметизации хвостовиков

Предназначено для спуска,цементирования и подвески хвостовиков с их цементированием,манжетным цементированием и без цементирования.

Параметры	ПХЦ-114\168 ПХЦ-102\146 цементирование хвостовика	УСПГХ-Ц-114\168 манжетное цементирование хвостовика	ПХН-114\168 ПХН-102\146 без цементиро- вания хвостовика
Диаметр хвостовика, мм	114\102	114	114\102
Диаметр обсадной колонны, мм	168\146	168	168\146
Диаметр колонны труб для спуска хвостовика в скважину, мм	89	89	89
Максимальный наружный диаметр устройства (поцентраторам), мм	144\124	143	144\124
Проходной диаметр устройства, мм	95	95	95
Длина устройства, мм	3000	4800	3000
Грузоподъемность устройства, кН	200	200	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент, МПа не менее	30	30	30
Рабочая температура °С	120	120	120

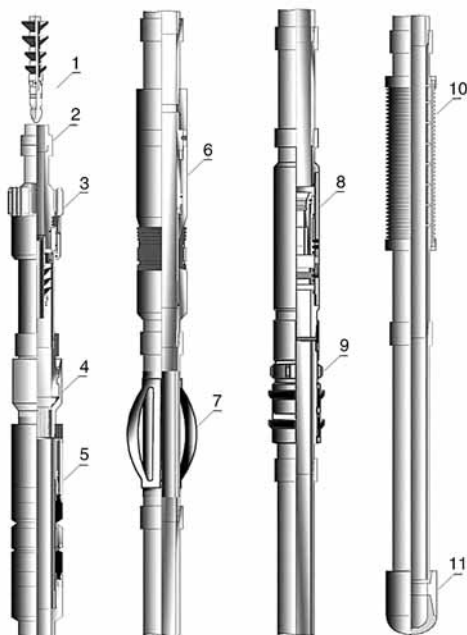
Технологическая схема крепления скважины, с манжетным цементированием, с использованием комплекса ПХМЦ



Состав:

1. Верхняя цементировочная пробка;	7. Центратор;
2. Транспортировочная колонна;	8. Стоп-кольцо;
3. Разъединительный узел;	9. Обратный клапан;
4. Безопасный переводник;	10. Перфорированный патрубок;
5. Пакерный узел;	11. Манжетный переводник;
6. Якорный узел;	12. Фильтр;
	13. Башмак глухой.

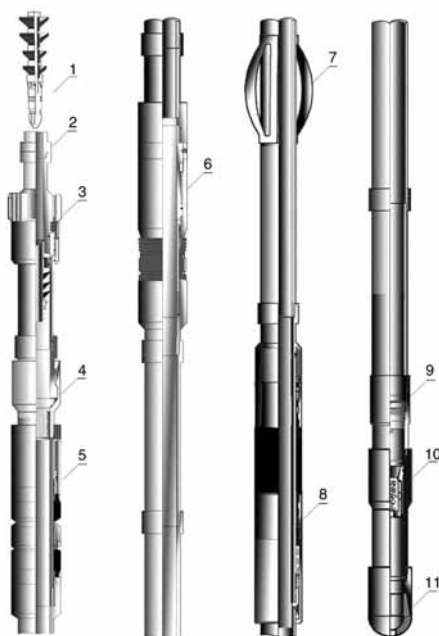
**Технологическая схема крепления скважины,
с манжетным цементированием, с использованием
комплекса ПХМЦ**



Состав:

1. Верхняя цементирующая пробка;	6. Якорный узел;
2. Транспортировочная колонна;	7. Центратор;
3. Разъединительный узел;	8. Цементирующая муфта;
4. Безопасный переводник;	9. Манжетный переводник;
5. Пакерный узел;	10. Фильтр;
	11. Башмак глухой

**Технологическая схема крепления скважины,
с прямым цементированием, с использованием
комплекса ПХЦ**



Состав:

1. Верхняя цементирующая пробка;	6. Якорный узел;
2. Транспортировочная колонна;	7. Центратор;
3. Разъединительный узел;	8. Гидравлический пакер;
4. Безопасный переводник;	9. Стоп-патрубок;
5. Пакерный узел;	10. Обратный клапан;
	11. Башмак.

Объем 1-го метра скважины с учетом коэффициента кавернозности (м³)

Коэффициент кавернозности	Диаметр долота, мм									
	76	98,4	101,6	114,3	120,6	124	139,7	144		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1	0,00453	0,00760	0,00810	0,01026	0,01142	0,01207	0,01532	0,01628		
1,05	0,00476	0,00798	0,00851	0,01077	0,01199	0,01268	0,01609	0,0171		
1,1	0,0049	0,00836	0,00891	0,01128	0,01256	0,01328	0,01686	0,01791		
1,15	0,00521	0,00874	0,00932	0,01180	0,01313	0,01388	0,01762	0,01872		
1,2	0,00544	0,00912	0,00972	0,01231	0,01370	0,01449	0,01839	0,01954		
1,25	0,00567	0,00950	0,01013	0,01282	0,01427	0,01509	0,01916	0,02035		
1,3	0,00589	0,00988	0,0105	0,01333	0,0148	0,01569	0,01992	0,02117		
1,35	0,00612	0,01026	0,01094	0,01385	0,01542	0,01630	0,02069	0,02198		
1,4	0,00635	0,01064	0,0113	0,01436	0,01599	0,01690	0,02145	0,0228		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,45	0,00657	0,01102	0,01175	0,01487	0,01656	0,01751	0,02222	0,02361
1,5	0,00680	0,01140	0,01216	0,01539	0,01713	0,01811	0,02299	0,02442
1,55	0,00703	0,01178	0,01256	0,01590	0,01770	0,01871	0,02375	0,02524
1,6	0,00725	0,01216	0,01297	0,01641	0,01827	0,01932	0,02452	0,02605
1,65	0,00748	0,01254	0,01337	0,0169	0,01884	0,01992	0,02529	0,02687
1,7	0,00771	0,01292	0,01378	0,01744	0,01941	0,02053	0,02605	0,02768
1,75	0,00793	0,01330	0,01418	0,01795	0,0199	0,02113	0,02682	0,02850
1,8	0,00816	0,01368	0,01459	0,01846	0,02056	0,02173	0,02759	0,02931
1,85	0,00839	0,01406	0,01499	0,01898	0,02113	0,02234	0,02835	0,03012
1,9	0,00861	0,01444	0,01540	0,01949	0,02170	0,02294	0,02912	0,03094
1,95	0,00884	0,01482	0,01580	0,02000	0,02227	0,02354	0,02988	0,03175
2	0,00907	0,01520	0,01621	0,02052	0,02284	0,02415	0,03065	0,03257

Объем 1-го метра скважины с учетом коэффициента кавернозности (м³)

Коэффициент кавернозности	Диаметр долота, мм								
	155,6	158,7	161	165,1	171,4	190,5	200	215,9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	0,01902	0,01978	0,0204	0,02141	0,0231	0,0285	0,03142	0,03661	
1,05	0,01997	0,02077	0,0214	0,02248	0,0242	0,0299	0,03299	0,03844	
1,1	0,02092	0,02176	0,0224	0,02355	0,0254	0,0313	0,03456	0,04027	
1,15	0,02187	0,02275	0,0234	0,02462	0,0265	0,0328	0,03613	0,04210	
1,2	0,02282	0,02374	0,0244	0,02569	0,0277	0,0342	0,03770	0,04393	
1,25	0,02377	0,02473	0,0254	0,02676	0,0288	0,0356	0,03927	0,04576	
1,3	0,02472	0,02572	0,0265	0,02783	0,0300	0,0370	0,04084	0,04759	
1,35	0,02567	0,02670	0,0275	0,02890	0,0311	0,0385	0,04241	0,04942	
1,4	0,02662	0,02769	0,0285	0,02997	0,0323	0,0399	0,04398	0,05125	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,45	0,02757	0,02868	0,0295	0,03104	0,0335	0,0413	0,04555	0,05308
1,5	0,02852	0,02967	0,0305	0,03211	0,0346	0,0427	0,04712	0,05491
1,55	0,02947	0,03066	0,0316	0,03318	0,0358	0,0442	0,04869	0,05674
1,6	0,03042	0,03165	0,0326	0,03425	0,0369	0,0459	0,05027	0,05858
1,65	0,03138	0,03264	0,0336	0,03532	0,0381	0,0470	0,05184	0,06041
1,7	0,03233	0,03363	0,0346	0,03639	0,0392	0,0484	0,05341	0,06224
1,75	0,03328	0,03462	0,0356	0,03746	0,0404	0,0499	0,05498	0,06407
1,8	0,03423	0,03561	0,0366	0,03854	0,0415	0,0513	0,05655	0,06590
1,85	0,03518	0,03659	0,0377	0,03961	0,0427	0,0527	0,05812	0,06773
1,9	0,03613	0,03758	0,0387	0,04068	0,0438	0,0541	0,05969	0,06956
1,95	0,03708	0,03857	0,0397	0,04175	0,0450	0,0556	0,06126	0,07139
2	0,03803	0,03956	0,0407	0,04282	0,0461	0,0570	0,06283	0,07322

Объем 1-го метра скважины с учетом коэффициента кавернозности (м³)

Коэффициент кавернозности	Диаметр долота, мм									
	244,5	250,8	269,9	279,4	295,3	311,1	393,7	444,5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1	0,0469	0,04940	0,0572	0,06131	0,06849	0,07601	0,12174	0,15518		
1,05	0,0493	0,05187	0,0601	0,06438	0,07191	0,07981	0,12782	0,16294		
1,1	0,0516	0,05434	0,0629	0,06744	0,07534	0,08361	0,13391	0,17070		
1,15	0,0540	0,05681	0,0658	0,07051	0,07876	0,08742	0,14000	0,17846		
1,2	0,0563	0,05928	0,0687	0,07357	0,08219	0,09122	0,14608	0,18621		
1,25	0,0587	0,06175	0,0715	0,07664	0,08561	0,09502	0,15217	0,19397		
1,3	0,0610	0,06422	0,0744	0,07971	0,08903	0,09882	0,15826	0,20173		
1,35	0,0634	0,06669	0,0772	0,08277	0,09246	0,10262	0,16434	0,20949		
1,4	0,0657	0,06916	0,0801	0,08584	0,09588	0,10642	0,17043	0,21725		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,45	0,0681	0,07163	0,0830	0,08890	0,09931	0,11022	0,17652	0,22501
1,5	0,0704	0,07410	0,0858	0,09197	0,10273	0,11402	0,18260	0,23277
1,55	0,0728	0,07657	0,0887	0,09503	0,10616	0,11782	0,18869	0,24053
1,6	0,0751	0,07904	0,0915	0,09810	0,10958	0,12162	0,19478	0,24829
1,65	0,0775	0,08151	0,0944	0,10116	0,11301	0,12542	0,20087	0,25605
1,7	0,0798	0,08398	0,0973	0,10423	0,11643	0,12922	0,20695	0,26380
1,75	0,0821	0,08645	0,1001	0,10730	0,11985	0,13302	0,21304	0,27156
1,8	0,0845	0,08892	0,1030	0,11036	0,12328	0,13682	0,21913	0,27932
1,85	0,0868	0,09139	0,1058	0,11343	0,12670	0,14062	0,22521	0,28708
1,9	0,0892	0,09386	0,1087	0,11649	0,13013	0,14443	0,23130	0,29484
1,95	0,0916	0,09633	0,1116	0,11956	0,13355	0,14823	0,23739	0,30260
2	0,0939	0,09880	0,1144	0,12262	0,13698	0,15203	0,24347	0,31036

Для определения объема скважины глубиной L, необходимо выбранное табличное значение умножить на L

Коэффициент трения покоя μ_0 металла о породу

Порода	Поверхность горной породы		
	сухая	смочена водой	покрыта глинистым раствором $\gamma=1,18-1,22 \text{ г/см}^3$, $T=25-28 \text{ сек}$
Глина жирная	0,14—0,18	0,08—0,12	0,06—0,09
Глина песчаная	0,25—0,28	0,20—0,26	0,18—0,22
Глинистый сланец	0,20—0,25	0,15—0,20	0,11—0,13
Мергель	0,20—0,27	0,18—0,25	0,20—0,24
Известняк	0,35—0,40	0,33—0,38	0,31—0,35
Доломит	0,38—0,42	0,36—0,40	0,36—0,38
Ангидрит	—	0,39—0,45	0,37—0,40
Песчаник слабосцементированный:			
зерна остроконечные	0,32—0,42	0,27—0,40	0,25—0,35
зерна окатаны	0,22—0,34	0,20—0,30	0,17—0,25
Песчаник крепкий	0,43—0,48	0,43—0,45	0,40—0,43
Кварцит	0,46—0,48	0,48—0,50	0,42—0,44
Гранит	0,47—0,55	0,46—0,53	0,45—0,50
Каменный уголь	0,38—0,42	0,33—0,36	0,30—0,33

Пористость горных пород (в %)

Изверженные породы	0.05 - 1.25
Глинистые сланцы	0.54 - 1.4
Глины	6.00 - 50.00
Пески	6.00 - 52.00
Песчаники	3.5 - 29.00
Известняки	2.00 - 33.00
Доломиты	6.00 - 33.00
Плотные известняки и доломиты	0.05 - 2.50

Плотность горных пород, (г/см³)

Породы	Плотность	Породы	Плотность
Извержение	2,6	Уголь древесный	0,3—0,9
Гранит	2,4—3,0	Каменный уголь	1,2—2,5
Габбро	2,85—3,12	Бурый уголь	1,1—1,44
Гранодиорит	2,67—2,80	Графит натуральный	2,25
Сиенит	2,63—2,90	Кремний	2—3,39
Диабаз, базальт	2,7—3,3	Соль поваренная	2,08—2,2
Диорит	2,72—2,99	Глина сухая	1,25—1,52
Норит	2,72—3,02	Глина свежая	1,65—2,85
Перидотит	2,78—3,4	Ил	1,22
Пироксенит	3,1—3,4	Пуццолан	1,15—1,23
Ангидрит	2,78—3,00	Песок сухой	1,14—1,65
Гипс	2,17—2,40	Песок влажный	1,7—1,9
Гнейс	1,2—2,0	Песок мокрый	1,95—2,65
Глинистый сланец	1,54—2,85	Туф	2,56
Известняк плотный	1,74—3,00	Гравий сухой	1,8—2,0
Известняк ракушечник	1,3—1,6	Гравий сырой	2,0—2,65
Мрамор	2,52—2,86	Земля глинистая	1,6
Доломит	2,55—2,9	Земля сухая	1,6—1,9
Мел	1,53—2,7	Чернозем	0,81—0,845
Песчаник	1,6—2,77	Лёсс	0,75—1,6

Перевод в метрическую систему единиц

Для перевода в метрическую систему, выбранную единицу умножьте на число, указанное в последней колонке таблицы

Британская система единиц		Метрическая система единиц	Умножить на
Символ	Единица	Символ	
1	2	3	4
in	дюйм	мм	25,4
in	дюйм	см	2,54
ft	фут	м	0,3048
M	миля	км	1,609
lb	фунт	кг	0,4536
psi	фунт на кв.дюйм	кПа	6,8948
psi	фунт на кв.дюйм	МПа	0,006895
psi	фунт на кв.дюйм	кгс/см ²	0,0703067
psi	фунт на кв.дюйм	атм	0,0680462
psi	фунт на кв.дюйм	бар	0,06895
psi	фунт на кв.дюйм	МПа	0,006895
psi	фунт на кв.дюйм	бар	0,06895
inl	квадратный дюйм	см ²	6,4516
inl	квадратный дюйм	мм ²	645,16
ftl	квадратный фут	м ²	0,0929
lbf	фунт	кгс	0,4536
lbf	фунт	Н	4,4482
lbf	фунт	даН	0,4448
lbf	фунт	кН	0,004448

1	2	3	4
gpm(US)	галлон в минуту	л/мин	3,785
gpm(US)	галлон в минуту	м³/мин	0,003785
bbl/min(US)	баррелей в минуту	м³/мин	0,1589
ft-lb	фут-фунт	Нм	1,356
ft-lb	фут-фунт	кНм	0,00136
ft-lb	фут-фунт	кг. м	0,13820
gal(US)	галлон (амер.)	л	3,785
gal(US)	галлон (амер.)	м³	0,003785
fti	кубический фут	м³	0,02831
bbl(US)	баррель (амер.)	м³	0,1589
HP	лошадиная сила	кВт	0,7457
32nds inch	32-я доля дюйма	мм	0,793
F	Фаренгейт	С	(F-32)/1,8
lbs/gal	фунтов на галлон	кг/м³	119,82
lbs/gal	фунтов на галлон	г/см³	0,11982
lbs/ini	фунтов на куб. дюйм	кг/м³	27679,7
lbs/ini	фунтов на куб. дюйм	г/см³	27,6797

Перевод в Британскую систему единиц

Для перевода в Британскую систему, выбранную единицу умножьте на число, указанное в последней колонке таблицы

Метрическая система единиц	Британская система единиц		Умножить на
	Символ	Единица	
1	2	3	4
мм	in	дюйм	0,03937
см	in	дюйм	0,39370
м	ft	фут	3,28084
км	M	миля	0,62150
кг	lb	фунт	2,20462
кПа	psi	фунт на кв.дюйм	0,14504
МПа	psi	фунт на кв.дюйм	145,03263
кгс/см ²	psi	фунт на кв.дюйм	14,22340
атм	psi	фунт на кв.дюйм	14,69590
бар	psi	фунт на кв.дюйм	14,503263
МПа	psi	фунт на кв.дюйм	145,03263
бар	psi	фунт на кв.дюйм	14,503263
см ²	inl	квадратный дюйм	0,15500
мм ²	inl	квадратный дюйм	0,00155
м ²	ftl	квадратный фут	10,76426
кгс	lbf	фунт	2,20459
Н	lbf	фунт	0,22481
даН	lbf	фунт	2,24820
кН	lbf	фунт	224,82014

1	2	3	4
л/мин	gpm(US)	галлон в минуту	0,26420
м³/мин	gpm(US)	галлон в минуту	264,20079
м³/мин	bbl/min(US)	баррелей в минуту	6,29327
Нм	ft-lb	фут-фунт	0,73746
кНм	ft-lb	фут-фунт	735,29412
кг. м	ft-lb	фут-фунт	7,23589
л	gal(US)	галлон (амер.)	0,26420
м³	gal(US)	галлон (амер.)	264,20079
м³	fti	кубический фут	35,32321
м³	bbl(US)	баррель (амер.)	6,29327
кВт	HP	лошадиная сила	1,34102
мм	32nds inch	32-я доля дюйма	1,26103
С	F	Фаренгейт	(С*1,8)+32
кг/м³	lbs/gal	фунтов на галлон	0,00835
г/см³	lbs/gal	фунтов на галлон	8,34585
кг/м³	lbs/ini	фунтов на куб. дюйм	0,0000361
г/см³	lbs/ini	фунтов на куб. дюйм	0,03613

Таблица перевода минут в доли градуса

Минуты	Доли градуса	Минуты	Доли градуса
1	0.01	31	0.97
2	0.03	32	0.53
3	0.05	33	0.55
4	0.06	34	0.57
5	0.08	35	0.58
6	0.10	36	0.60
7	0.12	37	0.62
8	0.13	38	0.63
9	0.15	39	0.65
10	0.17	40	0.67
11	0.18	41	0.68
12	0.20	42	0.70
13	0.22	43	0.72
14	0.23	44	0.73
15	0.25	45	0.75
16	0.27	46	0.77
17	0.28	47	0.78
18	0.30	48	0.80
19	0.32	49	0.82
20	0.33	50	0.83
21	0.35	51	0.85
22	0.37	52	0.87
23	0.38	53	0.88
24	0.40	54	0.90
25	0.42	55	0.92
26	0.43	56	0.52
27	0.45	57	0.93
28	0.47	58	0.95
29	0.48	59	0.98
30	0.50	60	1.00

Пересчет производительности

л/сек	л/мин	м³/час	м³/сут
1	60	3.6	86.4
2	120	7.2	172.8
3	180	10.8	259.2
4	240	14.4	345.6
5	300	18	432
6	360	21.6	518.4
7	420	25.2	604.8
8	480	28.8	691.2
9	540	32.4	777.6
10	600	36	864
12	720	43.2	1036.8
14	840	50.4	1209.6
16	960	57.6	1382.4
18	1080	64.8	1555.2
20	1200	72	1728
25	1500	90	2160
30	1800	108	2592
35	2100	126	3024
40	2400	144	3456
45	2700	162	3888
50	3000	180	4320
55	3300	198	4752
60	3600	216	5184
65	3900	234	5616
70	4200	252	6048
75	4500	270	6480
80	4800	288	6912
85	5100	306	7344
90	5400	324	7776
95	5700	342	8208
100	6000	360	8640
110	6600	396	9504
120	7200	432	10368
130	7800	468	11232

Для расчета промежуточных значений необходимо сложить известные значения.

Например: 17 л/сек = 16 л/сек + 1 л/сек = 960 л/мин + 60 л/мин = 1020 л/мин

Таблица перевода дюймов в миллиметры

	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16	1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8	15/16
0	0,00	1,59	3,18	4,76	6,35	7,94	9,53	11,11	12,70	14,29	15,88	17,46	19,05	20,64	22,23	23,81
1	25,40	26,99	28,58	30,16	31,75	33,34	34,93	36,51	38,10	39,69	41,28	42,86	44,45	46,04	47,63	49,21
2	50,80	52,39	53,98	55,56	57,15	58,74	60,33	61,91	63,50	65,09	66,68	68,26	69,85	71,44	73,03	74,61
3	76,20	77,79	79,38	80,96	82,55	84,14	85,73	87,31	88,90	90,49	92,08	93,66	95,25	96,84	98,43	100,01
4	101,60	103,19	104,78	106,36	107,95	109,54	111,13	112,71	114,30	115,89	117,48	119,08	120,65	122,24	123,83	125,41
5	127,00	128,59	130,18	131,76	133,35	134,94	136,53	138,11	139,70	141,29	142,88	144,46	146,05	147,64	149,23	150,81
6	152,40	153,99	155,58	157,16	158,75	160,34	161,93	163,51	165,10	166,69	168,28	169,86	171,45	173,04	174,63	176,21
7	177,80	179,39	180,98	182,56	184,15	185,74	187,33	188,91	190,50	192,09	193,68	195,26	196,85	198,44	200,03	201,61
8	203,20	204,79	206,38	207,96	209,55	211,14	212,73	214,31	215,90	217,49	219,08	220,66	222,25	223,84	225,43	227,01
9	228,60	230,19	231,78	233,36	234,95	236,54	238,13	239,71	241,30	242,89	244,48	246,06	247,65	249,24	250,83	252,41
0	254,00	255,59	257,18	258,76	260,35	261,94	263,53	265,11	266,70	268,29	269,88	271,46	273,05	274,64	276,23	277,81
11	279,40	280,99	282,58	284,16	285,75	287,34	288,93	290,51	292,10	293,69	295,28	296,86	298,45	300,04	301,63	303,21
12	304,80	306,39	307,98	309,56	311,15	312,74	314,33	315,91	317,50	319,09	320,68	322,26	323,85	325,44	327,03	328,61

	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16	1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8	15/16
13	330,20	331,79	333,38	334,96	336,55	338,14	339,73	341,31	342,90	344,49	346,08	347,66	349,25	350,84	352,43	354,01
14	355,60	357,19	358,78	360,36	361,95	363,54	365,13	366,71	368,30	369,89	371,48	373,06	374,65	376,24	377,83	379,41
15	381,00	382,59	384,18	385,76	387,35	388,94	390,53	392,11	393,70	395,29	396,88	398,46	400,05	401,64	403,23	404,81
16	406,40	407,99	409,58	411,16	412,75	414,34	415,93	417,51	419,10	420,69	422,28	423,86	425,45	427,04	428,63	430,21
17	431,80	433,39	434,98	436,56	438,15	439,74	441,33	442,91	444,50	446,09	447,68	449,26	450,85	452,44	454,03	455,61
18	457,20	458,79	460,38	461,96	463,55	465,14	466,73	468,31	469,90	471,49	473,08	474,66	476,25	477,84	479,43	481,01
19	482,60	484,19	485,78	487,36	488,95	490,54	492,13	493,71	495,30	496,89	498,48	500,06	501,65	503,24	504,83	506,41
20	508,00	509,59	511,18	512,76	514,35	515,94	517,53	519,11	520,70	522,29	523,88	525,46	527,05	528,64	530,23	531,81
21	533,40	534,99	536,58	538,16	539,75	541,34	542,93	544,51	546,10	547,69	549,28	550,86	552,45	554,04	555,63	557,21
22	558,80	560,39	561,98	563,56	565,15	566,74	568,33	569,91	571,50	573,09	574,68	576,26	577,85	579,44	581,03	582,61
23	584,20	585,79	587,38	588,96	590,55	592,14	593,73	595,31	596,90	598,49	600,08	601,66	603,25	604,84	606,43	608,01
24	609,60	611,19	612,78	614,36	615,95	617,54	619,13	620,71	622,30	623,89	625,48	627,06	628,65	630,24	631,83	633,41

	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16	1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8	15/16
25	635,00	636,59	638,18	639,76	641,35	642,94	644,53	646,11	647,70	649,29	650,88	652,46	654,05	655,64	657,23	658,81
26	660,40	661,99	663,58	665,16	666,75	668,34	669,93	671,51	673,10	674,69	676,28	677,86	679,45	681,04	682,63	684,21
27	685,80	687,39	688,98	690,56	692,15	693,74	695,33	696,91	698,50	700,09	701,68	703,26	704,85	706,44	708,03	709,61
28	711,20	712,79	714,38	715,96	717,55	719,14	720,73	722,31	723,90	725,49	727,08	728,66	730,25	731,84	733,43	735,01
29	736,60	738,19	739,78	741,36	742,95	744,54	746,13	747,71	749,30	750,89	752,48	754,06	755,65	757,24	758,83	760,41
30	762,00	763,59	765,18	766,76	768,35	769,94	771,53	773,11	774,70	776,29	777,88	779,46	781,05	782,64	784,23	785,81
31	787,40	788,99	790,58	792,16	793,75	795,34	796,93	798,51	800,10	801,69	803,28	804,86	806,45	808,04	809,63	811,21
32	812,80	814,39	815,98	817,56	819,15	820,74	822,33	823,91	825,50	827,09	828,68	830,26	831,85	833,44	835,03	836,61
33	838,20	839,79	841,38	842,96	844,55	846,14	847,73	849,31	850,90	852,49	854,08	855,66	857,25	858,84	860,43	862,01
34	863,60	865,19	866,78	868,36	869,95	871,54	873,13	874,71	876,30	877,89	879,48	881,06	882,65	884,24	885,83	887,41
35	889,00	890,59	892,18	893,76	895,35	896,94	898,53	900,11	901,70	903,29	904,88	906,46	908,05	909,64	911,23	912,81
36	914,99	915,99	917,58	919,16	920,75	922,34	923,93	925,51	927,10	928,69	930,28	931,86	933,45	935,04	936,63	938,21

