

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,

Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.

Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .

Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.

Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

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



## 1. Общие сведения

### 1.1 Формулы для расчета площади объемов тела

$V = S \cdot H$  где:

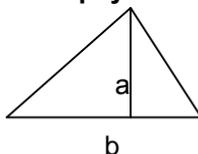
$S$  – площадь поперечного сечения фигуры,

$H$  – длина измеряемого объекта.

#### Площади фигур

##### Неравнобедренный треугольник

$$S = 1/2 a \times b$$

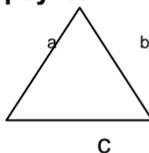


##### Равнобедренный треугольник

$$a = \sqrt{c^2 - b^2}$$

$$b = \sqrt{c^2 - a^2}$$

$$c = \sqrt{a^2 - b^2}$$

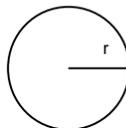


##### Окружность

$$S = \pi r^2$$

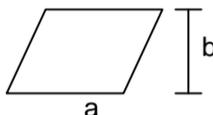
$$S = 0.7854 D^2$$

$$S = \pi D^2 / 4$$



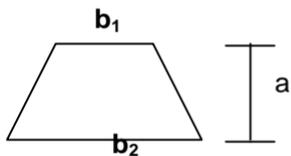
##### Прямоугольник и параллелограмм

$$S = a \times b$$



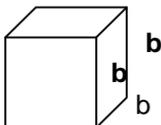
## Трапеция

$$S = \frac{1}{2} a \times (b_1 + b_2)$$



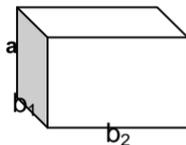
## Куб

$$V = b^3$$



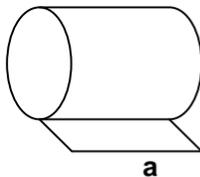
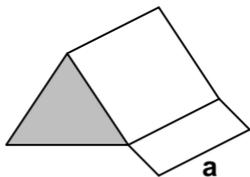
## Прямоугольный параллелепипед

$$S = a \cdot b_1 \cdot b_2$$



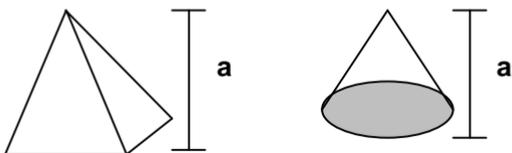
## Цилиндр или призма

$$V = a \cdot (\text{площадь поперечного сечения})$$



## Конус и пирамида

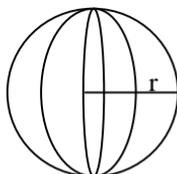
$$V = 1/3 \text{ а} \times (\text{площадь основания})$$



## Сфера

$$V = 4/3\pi^3 = \frac{\rho D^3}{4}$$

$$S = 4\pi r^2 - \text{площадь поверхности сферы}$$

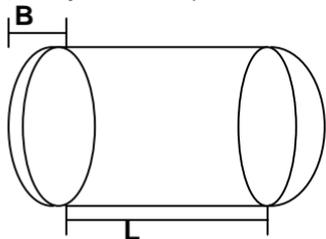


## Бочка

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{цил.}} + V_{\text{шар. сигм}}$$

$$V_{\text{шар. сигм}} = \rho B^2 \left( R - \frac{1}{3} B \right)$$

$$V_{\text{цил.}} = (0.7584 D^2) \times L$$





## Общие сведения

### ШИФРЫ ОБОЗНАЧЕНИЯ РЕМОНТОВ

#### ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Шифр	Вид работ по текущему ремонту; скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
ТР 1 Оснащение скважин оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения освоения, бездействия, консервации)		
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин	Тоже
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН	Тоже
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН	Тоже
ТР 2 Перевод скважин на другой способ эксплуатации		
ТР2-1	Фонтанный - газлифт	Выполнение запланированного объема работ
ТР2-2	Фонтанный - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-3	Фонтанный - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-4	Газлифт - ШГН	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче
ТР2-5	Газлифт - ЭЦН	Нормальная подача и напор
ТР2-6	ШГН-ЭЦН	Тоже



## Общие сведения

ТР2-7	ЭЦН-ШГН	Тоже
ТР2-8	ШГН - ОРЭ	Тоже
ТР2-9	ЭЦН-ОРЭ	Тоже
ТР210	Прочие виды перевода	Тоже
ТР 3 Оптимизация режима эксплуатации		
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН	Достижение цели ремонта
ТР3-2	Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН	Достижение цели ремонта
ТР 4 Ремонт скважин оборудованных ШГН		
ТР4-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная работа насоса по динамограмме
ТР4-2	Устранение обрыва штанг	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-3	Устранение отворота штанг	Тоже
ТР4-4	Замена штанг	Достижение цели ремонта
ТР4-5	Замена полированного штока	Тоже
ТР4-6	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР4-7	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта.
ТР4-8	Ревизия, смена устьевого оборудования	Нормальная подача насоса



## Общие сведения

ТР 5 Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН		
ТР5-1	Ревизия и смена насоса	Нормальная подача и напор
ТР5-2	Смена электродвигателя	Нормальная подача и напор
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ	Достижение цели ремонта
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта
ТР 6 Ремонт фонтанных скважин		
ТР6-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса
ТР6-2	Очистка и пропарка НКТ	Тоже
ТР6-3	Смена, ревизия устьевого оборудования	Тоже
	ТР 7 Ремонт газлифтных скважин	скважин
ТР7-1	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса



## Общие сведения

ТР7-2	Очистка и пропарка НКТ	То же
ТР7-3	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов	То же
ТР7-4	Ревизия, смена устьевого оборудования	То же
ТР8	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин	Выполнение запланированного объема работ
ТР 9 Очистка, промывка забоя		
ТР9-1	Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ	Достижение цели ремонта
ТР9-2	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.)	Достижение цели ремонта
ТР10	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
ТР11	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ



### КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
КР 1 Ремонтно-изоляционные работы		
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции.
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти



## Общие сведения

КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями
КР 2 Устранение негерметичности эксплуатационной колонны		
КР2-1	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	Тоже
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	Тоже
КР 3 Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта		
КР3-1	Извлечение оборудования из скважины после аварий, допущенных в процессе эксплуатации	Прохождение шаблона до необходимой глубины.



## Общие сведения

КР3-2	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной	Герметичность колонны в интервале работ фрезером
КР3-3	Очистка забоя ствола скважины от металлических предметов	Тоже
КР3-4	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане
КР3-5	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварий
КР 4. Переход на другие горизонты и приобщение пластов		
КР4-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока.
КР4-2	Приобщение пластов	Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти



## Общие сведения

КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров - отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
КР 6 Комплекс подземных работ, связанных с бурением		
КР6-1	Зарезка новых стволов скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР6-2	Бурение цементного стакана	Тоже
КР6-3	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе	Тоже
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин	Тоже
КР 7 Обработка призабойной зоны		
КР7-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.



## Общие сведения

КР7-2	Проведение ГРП	Тоже
КР7-3	Проведение ГПП	Тоже
КР7-4	Виброобработка призабойной зоны	Тоже
КР7-5	Термообработка призабойной зоны	Тоже
КР7-6	Промывка призабойной зоны растворителям	Тоже
КР7-7	Промывка призабойной зоны растворителям ПАВ	Тоже
КР7-8	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)	Тоже
КР7-9	Прочие виды обработки призабойной зоны	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР7-10	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин



## Общие сведения

КР7-11	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов	Тоже
КР 8 Исследование скважин		
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах	Выполнение запланированного комплекса исследований в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины)	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения
КР 9 Перевод скважины на использование по другому назначению		
КР9-1	Освоение скважин под нагнетательные	Достижение приемистости, оговоренной в плане
КР9-2	Перевод скважин под отбор технической воды	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока



## Общие сведения

КР9-3	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические	Выполнение запланированного объема работ
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха	Обеспечение приемистости
КР 10 Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин		
КР10-1	Оснащение паро - и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием	Обеспечение приемистости
КР10-2	Промывка в паро - и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок	Восстановление приемистости
КР11	Консервация и расконсервация скважин	Выполнение запланированного объема работ
КР12	Прочие виды работ	Выполнение запланированного объема работ



### 1.2 Часто применяющиеся величины.

Величина	n	lgn	Величина	n	lgn
$\pi$	3,1416	0,49715	$\pi^2$	9,8696	0,99430
$2\pi$	6,2832	0,79818	$2\pi^2$	19,7392	1,29533
$3\pi$	9,4248	0,97427	$1/\pi^2$	0,1013	-
$4\pi$	12,5664	1,09921	$\sqrt{\pi}$	1,7724	0,24857
$6\pi$	18,8496	1,27530	$\sqrt[3]{\pi}$	1,4646	0,16572
$\pi/2$	1,5708	0,19612	e	2,7183	0,43429
$\pi/3$	1,0472	0,02003	1/e	0,3679	-
$\pi:4$	0,7856	-1,89509	$e^2$	7,3891	0,86859
$\pi:6$	0,5236	-1,71900	$1/e^2$	0,1353	-
$\pi:180$	0,0174	-2,24188	$\sqrt{e}$	1,6487	0,21715
$\pi:360$	0,0087	-3,940085	$\sqrt[3]{e}$	1,3956	0,14476
$1/\pi$	0,3183	-1,508825	ln 10	2,30258	0,36222
$1/2\pi$	0,1592	-1,20182	ln $\pi$	1,4473	0,05870
$1/3\pi$	0,1061	-1,02573	$1/4\pi$	0,0796	-
					2,90079

Абсолютный нуль температуры .....-273,16<sup>0</sup>C  
 Авогадро число, N<sub>0</sub> (число молекул в 1г-моль  
 газа).....6,023\*10<sup>23</sup>  
 Больцмана постоянная k=R/N<sub>0</sub> .....1,3805\*10<sup>-16</sup>  
 эрг\*град<sup>-1</sup>  
 Гравитационная постоянная, G.....6,67\*10<sup>-8</sup> дин\*см<sup>2</sup>\*г<sup>-2</sup>  
 Коэффициент теплового расширения идеальных  
 газов.....0,00366  
 Лошмита число, n<sub>0</sub> (число молекул в 1 м<sup>3</sup> идеального газа  
 при 0<sup>0</sup>C и ,01 Мпа).....2,687\*10<sup>25</sup>  
 Механический эквивалент теплоты.....4,182\*10<sup>2</sup>  
 эрг=4,182 кДж=1ккал  
 Объем грамм-молекулы идеального газа (при 0<sup>0</sup>C и 0,1  
 Мпа).....22,412 л  
 Скорость звука в сухом воздухе (при 0<sup>0</sup>C).....331,36 м/с  
 Скорость света в  
 пустоте.....229776 км/с  
 Тепловой коэффициент работы А.....0,239\*10<sup>-7</sup> кал=1эрг



## Общие сведения

Ускорение силы тяжести (широта  $45^0$  и уровень моря).....9,81 м/с

### Обозначения физических единиц измерения

Название	Обозначение	Название	Обозначение
Ампер	а	Литр	л
Ангстрем	$A^0$	Люкс	лк
Атмосфера	атм	Люмен	лм
Ватт	Вт	Метр	м
Вольт	В	Микрон	$\mu$
Гаусс	Гс	Миллиметр	мм
Генри	Гн	Минута	мин
Герц	Гц	Ньютон	н
Грамм	г	Ом	Ом
Джоуль	Дж	Паскаль	Па
Дина	дин	Сантиметр	см
Калория	кал	Секунда	с
Киловатт	кВт	Сименс	сим
Киловатт- час	кВт-ч	Стен	сн
Киловольт	кВ	Тонна	т
Килограмм	кг	Фарада	ф
Километр	км	Час	ч
Кулон	к	Эрг	эрг



## Общие сведения

### Основные механические единицы

Название	Система единиц Си
<b>Сила</b>	$H = \text{кг} \cdot \text{м} / \text{с}^2$
<b>Работа</b>	$\text{Дж} = H \cdot \text{м} = \text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^2$
<b>Мощность</b>	$\text{Дж} / \text{с}$
<b>Давление</b>	$1 \text{ атм} = 760 \text{ мм рт.}$
<b>Скорость</b>	$\text{Столба} = 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа}$
<b>Ускорение</b>	$\text{м} / \text{с}^2$
<b>Расход (массы)</b>	$\text{кг} / \text{с}$
<b>Расход (объема)</b>	$\text{м}^3 / \text{с}$
<b>Момент силы</b>	$H \cdot \text{м}$
<b>Момент инерции</b>	$\text{кг} \cdot \text{м}^2$
<b>Момент количества движения</b>	$\text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}$

Соотношение между применяемыми единицами расхода

Единица измерения	$\text{см}^3 / \text{с}$	$\text{л} / \text{с}$	$\text{л} / \text{мин}$	$\text{л} / \text{час}$	$\text{м}^3 / \text{мин}$	$\text{м}^3 / \text{час}$
$\text{см}^3 / \text{с}$	1	$10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-2}$	3,6	$6 \cdot 10^{-5}$	$36 \cdot 10^{-1}$
$\text{л} / \text{с}$	1000	1	60	3600	$6 \cdot 10^{-2}$	3,6
$\text{л} / \text{мин}$	16,67	$167 \cdot 10^{-4}$	1	60	$10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-2}$
$\text{л} / \text{час}$	0278	$278 \cdot 10^{-6}$	$167 \cdot 10^{-4}$	1	$167 \cdot 10^{-7}$	$10^{-3}$
$\text{м}^3 / \text{мин}$	16670	16,67	1000	60000	1	60
$\text{м}^3 / \text{час}$	277,8	0,2778	16,67	1000	$167 \cdot 10^{-4}$	1



### Скорость оседания в воде частиц горных пород

Диаметр частиц d, мм	Температура, t <sup>0</sup>	Скорость оседания v, см/с при $\rho_1$		Время оседания на пути h при $\rho_1$ , с			
		2,5	2,7	h = 10см		h = 30см	
				2,5	2,7	2,5	2,7
0,05	5	0,133	0,151	75	66	225	198
	10	0,154	0,175	64	57	194	171
	15	0,177	0,200	56	50	168	150
	20	0,199	0,226	50	44	150	132
	25	0,225	0,253	44	39	132	117
	30	0,249	0,281	40	35	120	105
0,02	5	0,0215	0,0255	465	392	1395	1176
	10	0,0255	0,0290	392	345	1176	1035
	20	0,0325	0,0375	308	267	924	801
	25	0,0365	0,0420	274	238	822	714
	30	0,0410	0,0465	244	115	732	345
	0,01	5	0,00538	0,00609	1860	1640	4980
10		0,00624	0,00707	1600	1415	5800	4245
15		0,00716	0,00813	1395	1230	4185	3690
20		0,00810	0,00918	1235	1090	3605	3270
25		0,00917	0,01039	1070	960	3210	2880
30		0,01250	0,01161	975	860	2925	2580
0,005	5	0,00134	0,00152	7420	6540	22260	19620
	10	0,00156	0,00177	6420	5640	19260	16920
	15	0,00179	0,00203	5580	4920	16740	14760
	20	0,00203	0,00230	4920	4380	14760	13140
	25	0,00228	0,00260	4380	3840	13140	11520
	30	0,00256	0,00290	3900	3420	11700	10260



**Перевод дюймов и долей дюймов в миллиметр 1 дюйм = 25,4 мм.**

Дюймы	0	1/16	1/8	3/16	1/4	3/8	1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8
Миллиметры													
0	0	1,6	3,2	4,8	6,4	9,5	12,7	14,3	15,9	17,5	19,1	20,6	22,2
1	25,4	27,0	28,6	30,2	31,8	34,9	38,1	39,7	41,3	42,9	44,5	46,0	47,6
2	50,8	52,4	54,0	55,6	57,2	60,3	63,5	65,1	66,7	68,3	69,9	71,4	73,0
3	76,2	77,8	79,4	81,0	82,6	85,7	88,9	90,5	92,1	93,7	95,3	96,8	98,4
4	101,6	103,2	104,8	106,4	108,0	111,1	114,3	115,9	117,5	119,1	120,7	122,2	123,8
5	127	128,6	130,2	131,8	133,4	136,5	139,7	141,3	142,9	144,5	146,1	147,6	149,2
6	152,4	154,0	155,6	157,2	158,8	161,9	165,1	166,7	168,3	169,9	171,5	173,0	174,6
7	177,8	179,4	181,0	182,6	184,2	187,3	190,5	192,1	193,7	195,3	196,9	198,4	200,0
8	203,2	204,8	206,4	208,0	209,6	212,7	215,9	217,5	219,1	220,7	222,3	223,8	225,4
9	228,6	230,2	231,8	233,4	235,0	238,1	241,3	242,9	244,5	246,1	247,7	249,2	250,8
10	254	255,6	257,2	258,8	260,4	263,5	266,7	268,3	269,9	271,5	273,1	274,6	276,2
11	279,4	281,0	282,6	284,2	285,8	288,9	292,1	293,7	295,3	296,9	298,5	300,0	301,6
12	304,8	306,4	308,0	309,6	311,2	314,3	317,5	319,1	320,7	322,3	323,9	325,4	327,0
13	330,2	331,8	333,4	335,0	336,6	339,7	342,9	344,5	346,1	347,7	349,3	350,8	352,4
14	355,6	357,2	358,8	360,4	362,0	365,1	368,3	369,9	371,5	373,1	374,7	376,2	377,8
15	381	382,6	384,2	385,8	387,4	390,5	393,7	395,3	396,9	398,5	400,1	401,6	403,2
16	406,4	408,0	409,6	411,2	412,8	415,9	419,1	420,7	422,3	423,9	425,5	427,0	428,6
17	431,8	433,4	435,0	436,6	438,2	441,3	444,5	446,1	447,7	449,3	450,9	452,4	454,0
18	457,2	458,8	460,4	462,0	463,6	466,7	469,9	471,5	473,1	474,7	476,3	477,8	479,4
19	482,6	484,2	485,8	487,4	489,0	492,1	495,3	496,9	498,5	500,1	501,7	503,2	504,8
20	508	509,6	511,2	512,8	514,4	517,5	520,7	522,3	523,9	525,5	527,1	528,6	530,2
21	533,4	535,0	536,6	538,2	539,8	542,9	546,1	547,7	549,3	550,9	552,5	554,0	555,6
22	558,8	560,4	562,0	563,6	565,2	568,3	571,5	573,1	574,7	576,3	577,9	579,4	581,0



### Префиксы международной системы единиц (система СИ)

Значения	Префикс	Символы
1 000 000 000 000 000 000 000	экса	Э
1 000 000 000 000 000	пета	П
1 000 000 000 000	тера	Т
1 000 000 000	гига	Г
1 000 000	мега	М
1 000	кило	к
100	гекто	г
10	дека	да
0,1	деци	Д
0,01	санти	с
0,001	мили	м
0,000 001	микро	мк
0,000 000 001	нано	н
0,000 000 000 001	пико	п
0,000 000 000 000 001	фемто	ф
0,000 000 000 000 000 001	атто	а



### 2. Глушение скважин.

Требования к основным жидкостям глушения:

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

2. Не допускается отклонение величины плотности жидкости глушения от установленных проектом величин более чем на  $\pm 20 \text{ кг/м}^3$ . Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения от проектных величин в зависимости от глубины и расчетной плотности глушения приведены в табл.1.

Таблица 1 – Допускаемые отклонения плотности жидкости глушения

Глубина скважины, м	Допускаемые отклонения в (кг/м <sup>3</sup> ) при плотности глушения		
	До 1300 кг/м <sup>3</sup>	1300-1800 кг/м <sup>3</sup>	Более 1800 кг/м <sup>3</sup>
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 ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН 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 0,020г/л. (20млг/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.



### Максимальная плотность рассолов минеральных солей и условий применения

Электролиты	Максимальная плотность рассолов, кг/м <sup>3</sup>	Условия применения
ЖГУ NH <sub>4</sub> CL	1070 1070	Аномально низкое пластовое давление
KCL NaCl	1160 1180	Нормальное пластовое давление
MgCl <sub>2</sub> KBr CaCl <sub>2</sub> NaBr K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> CaBr <sub>2</sub> ZnBr <sub>2</sub> NaCl + Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> NaCl + CaCl <sub>2</sub> NaCl + NaBr CaCl <sub>2</sub> + CaBr <sub>2</sub> CaBr <sub>2</sub> + NaBr CaCl <sub>2</sub> + CaBr <sub>2</sub> + ZnBr <sub>2</sub> ФТП CaBr <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	1300 1370 1400 1510 1550 1820 2300 1200...1270 1200...1400 1200...1510 1400...1810 1800...2300 1800...2300 1200...1300 1800...2300	Аномально высокое пластовое давление



### ТАБЛИЦА ДАННЫХ ПО СОЛЯНОЙ КИСЛОТЕ (НСІ)

ПРОЦЕНТ НСІ	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС*	ПЛОТНОСТЬ кг/м <sup>3</sup>	ГИДРОСТА ТИЧЕСКИЙ ГРАДИЕНТ, кПа/м
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1,0	1,0048	1004,8	9,854
2,0	1,0097	1009,7	9,902
3,0	1,0147	1014,7	9,951
4,0	1,0197	1019,7	10,000
5,0	1,0248	1024,8	10,050
6,0	1,0299	1029,9	10,100
7,0	1,0350	1035,0	10,150
8,0	1,0402	1040,2	10,201
9,0	1,0447	1044,7	10,245
10,0	1,0500	1050,0	10,297
11,0	1,0550	1055,0	10,346
12,0	1,0600	1060,0	10,395
13,0	1,0646	1064,6	10,440
14,0	1,0702	1070,2	10,495
15,0	1,0749	1074,9	10,541
16,0	1,0801	1080,1	10,592
17,0	1,0849	1084,9	10,639
18,0	1,0902	1090,2	10,961
19,0	1,0952	1095,2	10,740
20,0	1,1002	1100,2	10,789
21,0	1,1057	1105,7	10,843
22,0	1,1108	1110,8	10,893
23,0	1,1159	1115,9	10,943
24,0	1,1214	1121,4	10,997
25,0	1,1261	1126,1	11,043



## Глушение скважины

1	2	3	4
26,0	1,1310	1131,0	11,091
27,0	1,1368	1136,8	11,148
28,0	1,1422	1142,2	11,201
29,0	1,1477	1147,7	11,255
30,0	1,1526	1152,6	11,303
31,0	1,1577	1157,7	11,353
32,0	1,1628	1162,8	11,403
33,0	1,1680	1168,0	11,454
34,0	1,1727	1172,7	11,500
35,0	1,1779	1177,9	11,551
36,0	1,1827	1182,7	11,598
37,0	1,1880	1188,0	11,650
38,0	1,1924	1192,4	11,693
39,0	1,1963	1196,3	11,732
40,0	1,2008	1200,8	11,776

**\* Значения удельного веса измеряются при температуре 15,5° С и незначительно зависят от температуры. Для температур отличных от 15,5° С, можно использовать следующую систему округления:**

**15% НСИ = У.В. - (Т - 15,5) x 0,00036**

**28% НСИ = У.В. - (Т - 15,5) x 0,00054**



### (KCl) Раствор хлорида калия при 20°C

Процент содержания соли в растворе	Плотн. раствора	Гидростатич. градиент	Ко-во соли для приготовления 1 м <sup>3</sup> раствора KCl
	кг/м <sup>3</sup>	кПа/м	кг/м <sup>3</sup>
0.5	1002	9.83	5
1.0	1005	9.86	10
1.5	1008	9.89	15
2.0	1011	9.92	20
3	1017	9.98	30
4	1024	10.05	41
5	1030	10.10	52
6	1037	10.17	62
8	1050	10.30	84
10	1063	10.43	106
12	1077	10.57	129
14	1090	10.69	153
16	1104	10.83	177
18	1118	10.97	201
20	1133	11.11	227
22	1145	11.23	254
24	1160	11.38	280



### (CaCl<sub>2</sub>) Раствор хлорида кальция при 20°C

Процент содержания соли в растворе	Плотн. раствора	Гидростатич. градиент	Ко-во соли для приготовления 1 м <sup>3</sup> раствора CaCl <sub>2</sub>
	кг/м <sup>3</sup>	кПа/м	кг/м <sup>3</sup>
1	1007	9.88	10
2	1015	9.96	20
3	1022	10.03	31
5	1040	10.20	52
6	1049	10.29	63
8	1066	10.46	85
10	1084	10.63	108
12	1102	10.81	132
14	1120	10.99	157
16	1139	11.17	182
18	1158	11.36	208
20	1178	11.56	236
25	1228	12.05	307
30	1282	12.58	385
34	1341	13.16	477
38	1389	13.63	549



### (NaCl) Раствор хлорида натрия при 20°C

Процент содержания соли в растворе	Плотн. раствора	Гидростатич. градиент	Ко-во соли для приготовления 1 м <sup>3</sup> раствора NaCl
	кг/м <sup>3</sup>	кПа/м	кг/м <sup>3</sup>
1			
2	1005	9.86	10
3	1012	9.93	20
4	1019	10.00	30
5	1027	10.07	41
6	1034	10.14	52
8	1041	10.21	62
10	1056	10.36	84
12	071	10.51	107
14	1086	10.65	130
16	1101	10.80	154
18	1116	10.95	179
20	1132	11.10	204
22	1148	11.26	230
24	1164	11.42	256
26	1180	11.58	283
	1196	11.73	309

#### 1. Глушение в два цикла и более.

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



**V1цикла** = рассчитывается из условия, что он должен быть не менее внутреннего объема эксплуатационной колонны в интервале от глубины спуска ГНО (башмак НКТ) до искусственного забоя.

**V2цикла** = 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). Т.е. он должен обеспечивать полную замену жидкости в ходе промывки в указанном объеме.

### 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.

$$V_{\text{жг}} = (V_{\text{эк}} - V_{\text{нкт}} - V_{\text{шт}}) * K_3$$

Где  $V_{\text{эк}} = (\pi D^2/4) * H$  – объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>

$H$  – глубина скважины, м

$D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$K_3$  – коэффициент запаса

$V_{\text{нкт}}$  – объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ, м<sup>3</sup>

$$V_{\text{нкт}} = (\pi * (d^2 - d_1^2)/4) * H_{\text{сп}}$$

$d$  и  $d_1$  – соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м.

$H_{\text{сп}}$  – глубина спуска насоса, м



$V_{шт}$  – объем, вытесняемый металлом штанг,  $m^3$  ( в случае если таковые имеются)

ПРИМЕР:

**Диаметр эксплуатационной колонны скважины  $D_n=146mm$  . внутренний  $D=126mm$ .**

**Диаметр спущенных НКТ  $d=73mm$ . Внутренний диаметр  $d_1=62mm$ .**

**Глубина спуска  $H_{сп}=2435m$**

**Глубина скважины до ВНК  $H=2604m$ .**

Рассчитаем объем, занимаемый металлом НКТ:

$$V_{нкт} = 2435 * 3,14 * (0,073^2 - 0,062^2) / 4 = 2,84 m^3$$

Рассчитаем объем внутреннего пространства эксплуатационной колонны:

$$V_{эк} = 2604 * 3,14 * 0,126^2 / 4 = 32,45 m^3$$

**Рассчитаем объем жидкости глушения:**

$$V_{жг} = 1,1 * (2,84 + 32,45) = 38,8 m^3$$

Если поглощение ЖГ более существенно, следует использовать блокирующий состав.

**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.

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:

$$T = H / V \quad (\text{сек})$$



Где:

$H$  – расстояние от приема насоса до забоя скважины (м)

$V$  – скорость оседания (м/с)

### Скорость закачки ЖГ.

#### В случае аномально высокого пластового давления:

С целью качественного вымывания газа, предотвращения притока флюида из пласта, необходимо придерживаться скорости закачки 200 литров в минуту с одновременным созданием противодействия на выкидной линии в 10-15 атм.

ПРИМЕР:

Закачка производится обратной промывкой.

Скорость закачки 200 л/мин.

Руст = 60атм.

Путем частичного закрытия задвижки на обратной линии повышаем давления во входной линии да 75 атм., в данном режиме продолжаем глушение

Закачка с противодавлением  $P_{вход.} = 75\text{атм.}$

#### В случае нормального и аномально низкого пластового давления:

С целью минимизации эквивалентного забойного давления, снижения объемов поглощения скважинной жидкости пластом метод с применением противодействия не применяется.

### Расчет требуемой плотности жидкости глушения

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



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

$$\rho_{ж} = P_{пл} * (1+\Pi) / H * 0,098$$

где:

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости глушения , г/см<sup>3</sup>

$P_{пл}$  – пластовое давление, атм.

$H$  – расстояние от устья скважины до ВНК пласта по вертикали, м.

$\Pi$  – коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газосодержания.

### **ПРИМЕР:**

Расстояние по вертикали от устья скважины до ВНК  
 $H=2500$ м

Пластовое давление  $P = 270$  атм. (27 Мпа)

Коэффициент безопасности работ 0,05

$$\rho_{ж} = 270 * (1+0,05) / 2500 * 0,098 = 1,157 \text{ г/см}^3$$



## Глушение скважины

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

Градиент пластового давления, (атм/10м)	Коэффициент продуктивности МЗ/(сут*атм)	Газосодержание продукции МЗ/м <sup>3</sup>	Коэффициент безопасности в зависимости от глубины скважины.		
			До 1200	1200-2400	> 2400
До 0,9	До 0,5	До 100 100-400 >400	0,08 0,08 0,08	0,05 0,05 0,05	0,05 0,05 0,05
	0,5-2.0	До 100 100-400 >400	0,08 0,08 0,08	0,05 0,05 0,05	0,05 0,05 0,05
	>2.0	До 100 100-400 >400	0,08 0,08 0,08	0,05 0,05 0,05	0,05 0,05 0,05
0.9-1.2	До 0,5	До 100 100-400 >400	0,08 0,08 0,08	0,05 0,08 0,8	0,05 0,05 0,05
	0.5-2.0	До 100 100-400 >400	0,08 0,08 0,08	0,05 0,08 0,08	0,05 0,05 0,05
	>2.0	До 100 100-400 >400	0,08 0.1 0.1	0,05 0,08 0,10	0,05 0,05 0,08
>1.2	До 0.5	До 100 100-400 >400	0,10 0,10 0,10	0,08 0,08 0,10	0,05 0,05 0,08
	0,5-2,0	До 100 100-400 >400	0,10 0,10 0,10	0,08 0,10 0,10	0,05 0,05 0,08
	>2.0	До 100 100-400 >400	0,10 0,10 0,10	0,08 0,10 0,10	0,05 0,08 0,08



### **2. Глушение в один цикл.**

**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 УЭЦН, 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, при условии, что скважина находилась в закрытом состоянии более двух суток, возможно применения метода глушения меньшим объемом с большим удельным весом жидкости глушения. Физический смысл метода заключается в том, что при неподвижности находящегося в скважине флюида происходит расслоение пластовой воды и нефти. По умолчанию принимается, что при закрытом состоянии в скважине произошло расслоение на фракции скважинной жидкости и жидкость под насосом представлена пластовой водой. Глушение производится в один цикл, жидкость глушения берется с завышенной плотностью.



### Глушение большим удельным весом но меньшим объемом.

Глушение большим удельным весом но меньшим объемом допускается при условии:

а) если время простоя скважины в закрытом состоянии превышает 48 часов

б) если обводненность скважинной продукции > 50 %  
Необходимо рассчитать плотность раствора глушения на объем скважины спуска ЭЦН при котором будет создаваться необходимое гидростатическое давление столба жидкости с коэффициентом безопасности. Более тяжелый раствор в процессе оседания будет перемешиваться с пластовой водой находящейся ниже приема насоса до удельного веса заданного планом работ.

При этом следует заметить что, долив скважины в процессе подъема инструмента, необходимо производить удельным весом раствора глушения усредненного по всей скважине .

$$\rho_{ж} = (P_{пл} * (1+П) - P_{н}) / H * 9,8 * 10^{-6}$$

Где:

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>

$P_{н}$  – давление столба пластовой жидкости, расположенной ниже насоса, Мпа.

$P_{пл}$  – пластовое давление, Мпа

$H$  – расстояние от устья скважины до отметки ВНК,  
м

$П$  – коэффициент безопасности

$g$  – ускорение свободного падения, м/с

**ПРИМЕР:**

Пластовое давление 28,5 МПа

Запас безопасности 0,05

Глубина спуска насоса 2300м



## Глушение скважины

Расстояние от устья до верхних отверстий перфорации 2600м

Под насосом находится пластовая вода  $\rho_{ж}=1030\text{кг/м}^3$

Давление, создаваемое поднасосной жидкостью:

$$P_n = 1030 \cdot 9,8 \cdot (2600 - 2300) = 3028200 \text{ Па} = 3,03 \text{ Мпа}$$

Плотность жидкости глушения:

$$\rho_{ж} = (28,5 \cdot (1 + 0,05) - 3,03) / 2600 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 1055,5 \text{ кг/м}^3$$

**В случае НГВП плотность жидкости глушения необходимо пересчитать по формуле:**

$$\rho_{ж} = (P_{изб} + P_{заб}) \cdot (1 + \Pi) / H \cdot g \cdot 10^{-6}$$

**Где:**

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости глушения,  $\text{кг/м}^3$

$P_{заб}$  – забойное давление, создаваемое столбом использованной жидкости глушения, Мпа.

$P_{изб}$  – избыточное давление на буфере, Мпа

$H$  – расстояние от устья скважины до отметки ВНК, м

$\Pi$  – коэффициент безопасности

$g$  – ускорение свободного падения, м/с

### **ПРИМЕР:**

Скважина заглушена жидкостью плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup>, 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 ВНК пласта по вертикали равно 2450 метров.

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot H = 1030 \cdot 9,8 \cdot 2450 \cdot 10^{-6} = 24,73 \text{ МПа}$$

$$\rho_{ж} = (2,5 + 24,73) \cdot 1,05 / 2450 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 1191 \text{ кг/м}^3$$



### Регулирование свойств жидкости глушения

Количество воды в литрах, необходимый для добавления в 1 м<sup>3</sup> исходного раствора с целью снижения плотности раствора до заданной, можно определить по формуле:

$$G = \frac{r_e \times (r_{исх} - r_{зад})}{(r_{зад} - r_e)}$$

где

$r_e$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>

$r_{исх}$  - плотность исходного раствора, кг/м<sup>3</sup>

$r_{зад}$  - плотность заданного раствора, кг/м<sup>3</sup>

В случае недостаточной плотности жидкости глушения следует дорастворить в ней дополнительный объем солей или утяжелителя.

Расход утяжелителя  $G$ , необходимого для повышения плотности 1 м<sup>3</sup> раствора, определяется по формуле:

$$G = \frac{r_3(r_2 - r_1)}{(r_3 - r_2 \times (1 - n + nr_3))}$$

где

$r_1$  - плотность жидкости глушения до утяжеления, кг/м<sup>3</sup>

$r_2$  - плотность утяжеленного раствора, кг/м<sup>3</sup>

$r_3$  - плотность утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>

$n$  - влажность утяжелителя.



### 3. Спец. техника применяемая при ремонте скважин

#### **Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С**

Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С предназначена для транспортирования неагрессивных технологических жидкостей температурой до плюс  $80^{\circ}\text{C}$ , плотностью от  $0,85 \text{ т/м}^3$  до  $1,4 \text{ т/м}^3$ , кинематической вязкостью до 30 сСт и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при технологических операциях в нефтяных и газовых скважинах (гидроразрыв пласта, цементирование и другие промывочно-продавочные работы). При транспортировании агрессивных жидкостей показатели надежности снижаются в зависимости от степени их агрессивности.

Автоцистерна предназначена для эксплуатации по дорогам, рассчитанным на пропуск автомобильного транспорта с осевой нагрузкой не выше  $98,1 \text{ кН}$  (10тс) в условиях умеренного и холодного макроклиматических районов.

Представляет собой комплекс специального оборудования, смонтированного на шасси автомобиля Урал 4320-1912-30, КрАЗ-65101.

В комплексе специального оборудования - центробежный насос в блоке с редуктором с приводом от коробки передач двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданный вал.



Технические характеристики

Шасси автомобиля	Урал	КрАЗ
Вместимость, м <sup>3</sup>	10	12
Насос для заполнения и опорожнения цистерны : -подача, дм <sup>3</sup> /с -напор (для воды), МПа -частота вращения рабочего колеса, об/мин -наибольшая мощность, отбираемая от двигателя, кВт -диаметр всасывающей линии, мм -диаметр нагнетательной линии, мм	28 0,28 ± 0,15 1450 ± 50 25 100 63	
Всасывающее устройство, тип	эжекционный	
Указатель уровня жидкости в цистерне	поплачковый	

**Агрегат цементирувочный ЦА –320**

Агрегат цементирувочный ЦА – 320 предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно – продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Технические характеристики

Монтажная база-шасси автомобиля	КрАЗ-250 или КрАЗ 65101	Урал 4320- 1912-30
-грузоподъёмность, т		
-мощность двигателя, кВт	14,575	12
-частота вращения вала двигателя, (об/мин), не более,	177	178
	35	35



Насос цементирувочный	поршневой насос НПЦ-32	
-полезная мощность, кВт	108	
-ход поршня, мм	250	
-наибольшее давление, МПа	32	
-наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	26	
Вспомогательный двигатель	ГАЗ-53	
-мощность, кВт, не более	51,5	
-крутящий момент, кВт, не более	205	
-частота вращения вала двигателя:	4600	
максимальная (об/мин)	2900	
рабочая (об/мин)		
Насос водяной	центробежный насос	
ЦНС 38-154	ЦНС 60-165	
-частота вращения вала насоса (об/мин)	49	29
-подача, дм <sup>3</sup> /с	10	10
-давление, МПа	1,54	1,65
Вместимость, м <sup>3</sup> :		
-мерного бака	6,4	6,0
-бака для цементного раствора	0,25	0,25
Манифольд (условный диаметр), мм:		
-приемной линии цементирувочного и водяных насосов	100	
-напорной линии цементирувочного и водяных насосов	50	



Габаритные размеры агрегата, мм:	КрАЗ	Урал
-длина	10150	10400
-ширина	2650	2650
-высота	3225	3200
Масса агрегата, кг	КрАЗ	Урал
-полная	16000	15440



Режим работы	Частота вращения вала двигателя об/мин	Включенная скорость	Число двойных ходов поршня в минуту	Объемная подача дм <sup>3</sup> /с			Предельное давление кг/см <sup>2</sup>		
				при диаметре втулок, мм					
				100	115	127	100	115	127
Цементирование скважин и другие кратковременные операции до 4 часов (N=108 кВт)	1800	3	58	6,8	11,4	11,4	175	130	105
		4	88	10,3	17,3	17,3	115	85	70
		5	133	15,6	26	26	75	55	45
Длительный (N=91,9 кВт)	1500	3	48,1	5,66	7,69	9,5	189	142	113
		4	73,2	8,6	11,71	14,48	124	93	75
		5	110,9	12,96	17,63	21,8	82	62	50



**Агрегат кислотной обработки призабойной зоны скважин АНЦ-32/50.**

Агрегат АНЦ-32/50 предназначен для транспортирования ингибированной соляной кислоты и нагнетания в скважины жидких сред при солянокислотной обработке призабойной зоны скважин.

Агрегат предназначен для работы в умеренной и холодной макроклиматических зонах.

Технические характеристики

Монтажная база	шасси автомобиля КраЗ 65101
Насос высокого давления	трехплунжерный, горизонтальный
идеальная подача, л/с	
-наибольшая	12,8
-наименьшая	3,5
давление, МПа	
-наибольшее	32
-наименьшее	8,0
Привод насоса высокого давления	от тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности и коробку передач агрегата
Коробка передач	двухскоростная двухвальная с косозубой цилиндрической передачей
Емкость цистерны, м <sup>3</sup>	7,5



Транспортируемая жидкость	раствор ингибированной соляной кислоты (концентрация 8-21%), а также в смеси с кислотами плавиковой (5% от объема соляной кислоты) и уксусной (2% в пересчете на 100%-ую соляную кислоту)
Управление агрегатом	централизованное из кабины автомобиля
Условные проходы манифольда, мм -всасывающего -нагнетательного	100 50
Вспомогательный трубопровод (обвязка агрегата с устьем скважины), мм -условный проход -общая длина	50 21500

### **Агрегат для депарафинизации АДПМ 12/150-У1.**

Агрегат АДПМ предназначен для депарафинизации призабойной зоны скважин горячей нефтью при температуре воздуха от  $-45$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ .

Наличие технологических и вспомогательных трубопроводов дает возможность быстро подключать агрегат к скважине и емкости с нефтью. Агрегат легко запускается в работу, нефть нагревается до установленной температуры за 20 мин. с момента пуска. Агрегат выпускается на шасси Урал, КрАЗ.



Технические характеристики

Производительность по нефти, м <sup>3</sup> /час	12 ± 0,5	
Температура нагрева нефти, °С -безводной	150 ± 10	
-обводненной до 30%	122 ± 5	
Нагреваемая среда	нефть сырая	
Вязкость, СПЗ, не более	400	
Давление рабочее, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	16 ± 1 (160 ± 10)	
Топливо, используемое при работе агрегата	дизельное автотракторное	
Расход топлива на нагрев нефти, кг/ч, не более	115	
Нагнетательный насос	трехплунжерный 1.3 ПТ-50Д2	
Топливный насос	шестеренчатый ШФ 0,6-25	
Габаритные размеры, мм, не более	Урал	КрАЗ
-длина	8200	9520
-ширина	2500	2500
-высота	3560	3450

**Агрегат промывочно-продавочный ППА-200**

Агрегат промывочно-продавочный предназначен для нагнетания различных не агрессивных жидких сред в скважине в процессе их текущего и капитального ремонтов, а также при проведении других нефтепромысловых промывочно-продавочных работ.

Агрегат выпускается на шасси КрАЗ-250 или КрАЗ-65101.

**Технические характеристики**

Монтажная база -грузоподъемность, т -мощность двигателя, кВт -частота вращения вала двигателя, об/мин не более	КрАЗ-65101 14,575 177 35
Насос НПЦ-32 -полезная мощность, кВт -наибольшее давление, МПа -ход поршня, мм -наибольшая подача, дм <sup>3</sup> /с	91,9 32 250 21,8
Вместимость цистерны, м <sup>3</sup>	5
Условный диаметр приемной линии насоса, мм	100
Условный диаметр напорной линии насоса, мм	50
Габаритные размеры агрегата, мм -длина -ширина -высота в рабочем положении	9750 2500 3500
Масса агрегата, кг -полная -комплекта	12560 12590

**Цистерна-кислотовоз**

Цистерна-кислотовоз АЦ-11К предназначена для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты концентрацией до 21% и подачи ее на прием насосной установки при солянокислых обработках призабойной зоны скважин. Оборудование автоцистерны включает цистерну, насосный блок с трансмиссией, манифольд и другое, смонтированное на автошасси УРАЛ-4320-1912-30. Цистерна из коррозионностойкой (нержавеющей) стали Х18Н10Т, имеет внутренние перегородки для гашения ударов транспортируемой жидкости при резких торможениях и



ускорениях автоцистерны. На цистерне предусмотрена наливная горловина с дыхательным клапаном на крышке. Центробежный насос в кислото-стойком исполнении серии X приводится от тягового двигателя автошасси через коробку отбора мощности, установленную на боковом люке коробки передач двигателя. Управление работой насосного блока осуществляется из кабины автошасси. По сравнению с кислотовозами, имеющими гуммированные емкости для перевозки кислот и максимальный срок службы 2-3 года, АЦ-11К с емкостью из нержавеющей стали X18Я10Т служит 6-8 лет.

### Техническая характеристика

Масса транспортируемой кислоты, т	11
Вместимость цистерны, м <sup>3</sup> ;	10
Подача насоса, л/с	12,5
Давление насоса, мПа	0,31
Условный проход трубопроводов манифольда: приемного/напорного, мм	100/50
Габариты: длина/ширина/высота, мм	19550/2500/3100
Масса полная, т	24

### Установки смесительные

Установки предназначены для транспортировки сухих порошкообразных материалов, механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин.



Привод винтовых конвейеров - от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданные валы.

Установки смесительные механические изготавливаются на шасси автомобилей "КрАЗ" и "УРАЛ". ТУ 26.16.59-77

Смесительные установки - передвижные нефтепромысловая. Состоит из: бункера, коробки отбора мощности, загрузочного и дозирующих винтовых конвейеров, смесительного устройства с щелевидной насадкой, централизованного поста управления установкой и другого вспомогательного оборудования.

Регулировку плотности тампонажного раствора производят:

- изменением давления жидкости затворения перед щелевидной насадкой;
- изменением частоты вращения дозирующих винтовых конвейеров.

#### Техническая характеристика

Наибольшая производительность (для тамп. раствора плотн. $1,85 \text{ г/см}^3$ ), $\text{дм}^3/\text{с}$	27
Плотность приготовленного раствора, $\text{г/см}^3$	1,2-2,4
Максимальная масса транспортируемого материала по дорогам, т	
- с твердым покрытием	11,5
- по остальным, включая участки бездорожья	9,5
Максимальная производительность по сухому цементу, т/ч	
- загрузочного винтового конвейера	15
- расчетная дозирующих винтовых конвейеров	132



### 4. Подъемные агрегаты для ремонта скважин

Краткая характеристика применяемых передвижных подъемных агрегатов приведены в таблицах ниже.

№ п/п	Наименование показателей	Един изме-рен.	Кремко К-701 М- 80	Кремко К-100	Крем-ко К-80	Крем-ко КА-80	IRI-80	IR1-60	DU-36
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Грузоподъемность на крюке	т	80	100	80	80	80	60	36
2.	Высота от земли до Оси (низа рамы) кронблока	м	29,5	29,5	29,5	29,5	29,3	29,3	1»
3.	Оснастка		4x5	4x5	4x5	4x5	4x5	3x4	2x3
4.	Число скоростей подъема крюко-блока		4	4	4	4	4	4	4
5.	Габаритные размеры в транспорт, положении: длина ширина высота	мм	19456 2896 4496	21010 3330 4535	20502 3345 4695	21054 3345 4837	18720 2950 4450	18720 2950 4450	11760 3200 4240



## Подъемные агрегаты

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6.	Транспортная база		K-701M	K-80	K-80	K-80	IRI-80	IR1-80	IRI-36
7.	Масса агрегата	кг	53400	44184	45003	50557	48530	46450	28780
8.	Расстояние от оси задних домкратов (торца рамы) до оси скважины	мм	1830	1830	1830	1830	1370	1370	1350
9.	Угол наклона мачты к вертикали в рабочем положении	град.	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5



## Подъемные агрегаты

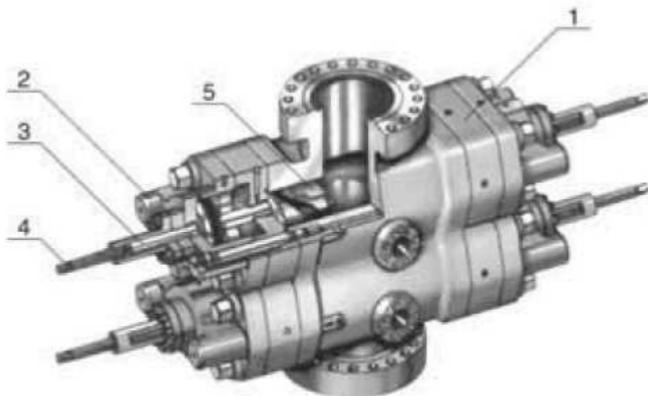
№ п/п	Наименование показателей	Един измерен.	A-50M	A-50У	A-50УР	Азинмаш-37А	АПРС-40	АР-32/40 М	АР-32
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Грузоподъемность на крюке	т	60	50	50	32	40	40	32
2.	Высота от земли до оси (низа рамы) кронблока	м	22,4	22.4	17,3	18	18	17,7	18
3.	Оснастка		3x4	3x4	3x4	2x3	3x4	3x4	2x3
4.	Число скоростей подъема крюко-блока		4	4	4	3	3	9	5
5.	Габаритные размеры в транспортном, положении: длина, ширина, высота	мм	14000 2900 4300	12460 2650 4160	15800 2950 3950	10050 2750 4060	10070 2760 4150	16030 2500 3750	10080 2750 4200



## Подъемные агрегаты

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6.	Транспортная база		Краз-250	Краз-257	Краз-257	Краз-255	Урал	Урал	Краз-260
7.	Масса агрегата	кг	35540	32104	32100	20400	21300	20500	20610
8.	Расстояние от оси задних домкратов(торца рамы) до оси скважины	мм	от торца рамы 1040	от торца рамы 1040	1600	от торца рамы 1050	1400	1630	от торца рамы 1050
9.	Угол наклона мачты к вертикали в рабочем положении	град.	б	6	4,4	5,45	6	4	4,36

## 5. Противовыбросовое оборудование



### **Превентор плащечный**

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

Плащечные 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 плащечный с гидроприводом;  
**ППР** — превентор плащечный с ручным приводом;  
**ППС** — превентор плащечный с прорезывающими плашками

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



### Технические характеристики плашечных превенторов

Показатели	Типоразмер превентора						
	ППР-180x21 (35)	ППГ- 230x35	ППГ-230x70	ППГ-280x70	ППГ- 350x35	ППГ- 180x70 К3	ППГ2- 180x70 К3
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	1800x540x 540	2085x670x 310	2630x790x4 05	310x660x 950	2900x1250 x450		
Масса, кг	1315	840	1660	5900	2700		



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
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	125				156			
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	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 штурвалов	2	2	2	2	2	2	2	2



## Оборудование устья скважин

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			
Коррозионно-стойкое исполнение	Для рабочей среды с содержанием H <sub>2</sub> S - 0%. CO <sub>2</sub> -6 %				Для рабочей среды с содержанием H <sub>2</sub> S - 0%. CO <sub>2</sub> -6 %			
Присоединительные размеры фланцев, мм:								
- диаметр наружный	330							
- диаметр окружности расположения шпилек	317,5							
- средний диаметр канавки под уплотнительное кольцо	211,1							
- количество и диаметр отверстий (мм) под шпильки	12×32							
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							



### Технические характеристики превентора штангового ПМШ

ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ	ПМШ
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм.	62
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> .)	21(210)
Диаметр герметизируемых штанг	16, 19, 22, 25, 32
Диаметр герметизируемого кабеля, мм	6, 9, 11, 16
Привод плашек	ручной
Количество оборотов каждого штурвала для закрытия плашек	10
Крутящий момент на штурвале при закрытии плашек Мкр, Нм.	до 200
Максимальная допустимая температура рабочей среды при проверке герметичности, гр.С	до +100
Допустимая осевая нагрузка на корпус плашек при закрытии на имитаторе Q, кН.	1.5
Присоединительные размеры, мм: ПМШ1 65x21.00.000	Верхнего патрубка корпуса - муфтовая резьба гладких НКТ, диаметром 89, нижнего патрубка корпуса - нипельная резьба гладких труб, диаметром 89



Габаритные размеры, мм.:	
-длина	600
-высота	300
-ширина	130
Масса, кг.	32
Коррозионностойкое исполнение	для рабочей среды с содержанием H <sub>2</sub> S-0% и содержанием CO <sub>2</sub> -6%

### 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 -125x21	ГРК1-156x21
Диаметр прохода корпуса, мм	16	
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	21 (210)	
Диаметр герметизируемого кабеля, мм	6,9,11,16	
Привод	Ручной, герметизация механическая	
Коррозионностойкое исполнение	Для рабочей среды с содержанием H <sub>2</sub> S - 0%. CO <sub>2</sub> - 6 %	
Температура рабочей среды, °С	до + 100	
Присоединительная резьба	M150x4	M180x4
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 гидроцилиндров, л	6.0 (1.5x4)			



6. Габаритные размеры, мм	1400x 400x 700	1100x 400x 700	1310x 400x 625	1310x 400x 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 $\text{CO}_2$ и $\text{H}_2\text{S}$ 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 $\text{CO}_2$ и $\text{H}_2\text{S}$ 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 $\text{CO}_2$ и $\text{H}_2\text{S}$ 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 плашечных превенторов (производство ПО «Баррикады»)

Обозначение (шифр) изделия	Условный проход мм, дюйм	Рабочее давление Мпа, PSI	Тип привода	Исполнение корпуса	Фланцы (приваленныеторцы) по ГОСТ 289119 – 9, мм × Мпа, (дюймы × PSI)			Наличие каналов для теплоносителя	Высота, мм	Масса, кг
					верхний	нижний	боковой			
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
ППР-180x21	180 7 <sup>1/16</sup> н	21 (3000)	ручной	одинарный с нижним фланцем	180x 217 <sup>1/16</sup> н X3000	180x 217 <sup>1/16</sup> н X3000	-	-	355	490
ППГ-180x21			гидравли ческий				-	-	455	615
ППР2-180x21			ручной	двойной с нижним фланцем			-	-	580	597
ППР-180x35		35 (5000)	ручной	Одинарный с нижнем фланцем	180x 35 7 <sup>1/16</sup> н X5000	180x 357 <sup>1/16</sup> н X5000	-	-	385	525



## Оборудование устья скважин

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ППГ-180x35	180 7 <sup>1/16"</sup>	35 (5000)	гидравлический	Одинарный с нижним фланцем	180x 357 <sup>1/16"</sup> X5000	180x 357 <sup>1/16"</sup> X5000	-	-	385	662
ППР2-180x35			ручной	двойной с нижним фланцем			-	-	610	ИЗО
ППР2-180x35			ручной	двойной без- фланцевый			65x 3529/16 x5000	+	570	1330
ППГ2-180x35			гидравлический				180x 3529/16 x5000	+	570	1471



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

Параметры и характеристики	ПМТРВ2.1 125x35	ПМТРВ2.2 125x35
1	2	3
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	125	
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	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 – 4	
Температура рабочей среды, С	ДО +100	
Коррозионостойкое исполнение	для рабочей среды с содержанием H <sub>2</sub> S 0% и содержанием CO <sub>2</sub> 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.



### Технические характеристики герметизатора устьевого универсального УГУ2-140(120)х21

Герметизатор устьевого универсальный УГУ2-140(120)х21

предназначен для герметизации устья нефтяных и газовых скважин, задавленных жидкостью, при ремонте и освоении в целях предупреждения выбросов при внезапном нефтегазопроявлении на промыслах  
Климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150-69

Показатель	УГУ2-140х21	УГУ2-120х21
1. Проходное сечение, мм	140	120
2. Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	21	21
3. Габаритные размеры, мм:		
головки уплотнительной затвора	408х395х304	408х395х304
	О200х900	О200х900
4. Масса, кг:		
головки уплотнительной затвора	101	106
	31,7	27,7
5. Масса герметизатора в комплекте, кг	190	195



### ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КГОМ – 1, КГОМ – 2.

Наименование параметра, размерность	КГОМ-1	КГОМ-2
2.1. Условный проход, мм	152	
2.2. Рабочее давление МПа(кг/см <sup>2</sup> )	21(210)	
2.3. Допустимая осевая растягивающая нагрузка, кН(тонн)	600(60)	
2.4. Габаритные размеры, мм.:	235x395x548	
основание		
вставка № 1	195x360	
вставка № 2	195x360	
вставка № 3	195x300	----
вставка № 4	180x190	
вставка № 5	86x180	
контейнер	430x465x472	
кассета	37x393x400	
2.5. Масса, полная, кг	200	
В том числе: основание	80	
контейнер с полной загрузкой	120	



## 6. Грузоподъемное оборудование

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 366 8-040-07538 45-96		
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

Технические характеристики

Технические условия	ТУ 3668-040-075381 45-96
Грузоподъемность, т	50
Диаметр трубы по ГОСТ 633В80, мм:	
гладкие	73
с высаженными наружу концами	78.5
Диаметр отверстия затвора, мм	76; 81
<i>Габаритные размеры, мм:</i>	
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 штанг, мм	12,16,19,22	16,19,22,25
Диаметр штропа, мм	22	25
Габаритные размеры, мм:		
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 13877В80	ШН 16, ШН 19	ШН19, ШН22	ШН25, ШН28
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

#### 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.

### Характеристики типов и конструкций канатов

Диаметр каната, мм	Тип и конструкция	Масса 1000м, кг	Разрывное усилие каната (кН) при маркировочной группе, МПа			
			1470	1568	1666	1764
1	2	4	5	6	7	8
12,5	ЛК-О (6x7)	562	74	79	84	88
14,5	ЛК-О (6x7)	745	98	105	111	116
	ТК (6x7)	715	—	99	105	108
15,5	ЛК-О (6x7)	848	112	119	126	132
	ТК (6x37)	835	—	110	117	120
	ТЛК-О (6x37)	852	—	113	121	124
17,0	ТЛК-О (6x37)	1065	—	142	151	155
19,5	ЛК-О (6x19)	1370	174	183	197	230
	ЛК-Р (6x19)	1405	179	191	203	209
	ТК (6x19)	1275	—	173	184	190
	ЛК-О (6x7)	1335	177	189	201	208
	ТЛК-О (6x37)	1350	169	180	191	197
21,5	ТЛК-О (6x37)	1670	208	222	237	244



1	2	4	5	6	7	8
22,5	ЛК-Р(6х19)	1850	235	251	267	275
	ТК (6х19)	1735	—	240	255	263
	ТК (6х37)	1705	—	229	243	249
25,0	ЛК-РО(6х31)	2450	—	349	371	393
28,0	ЛК-РО(6х31)	3000	—	440	468	495
32,0	ЛК-РО(6х31)	3800	—	547	581	615
	ЛК-РО(6х31)	4640	—	659	700	741
38,0	ЛК-РО(6х31)	5450	—	782	830	879

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

### **Запрещается использование канатов если:**

- одна из прядей оборвана, вдавлена или на канате имеется выдавление (расслоение) проволок в одной или нескольких прядях;
- выдавлен сердечник каната или пряди;
- на канате имеется деформация в виде волнистости, корзинообразности, местного увеличения или уменьшения диаметра каната;
- число оборванных проволок на шаге свивки каната диаметром до 20 мм составляет более 5%, а на канате диаметром свыше 20 мм – более 10%;
- на канате имеется скрутка (“жучок”), перегиб, залом;
- в результате поверхностного износа, коррозии диаметр каната уменьшился на 7% и более;



– при уменьшении диаметра наружных проволок каната в результате их износа, коррозии на 40% и более;

– на нем имеются следы пребывания в условиях высокой температуры (цвета побежалости, окалины) или короткого электрического замыкания (оплавление от электрической дуги);

### **ПОРЯДОК РЕВИЗИИ И ОТБРАКОВКИ ЭЛЕВАТОРОВ ЭТА ВО ВРЕМЯ РАБОТ**

1.1. Элеваторы в собранном виде подвергаются визуальному осмотру с целью выявления и проверки:

а) видимых остаточных деформаций, изломов, искривлений, износов и других дефектов, а также наличия шплингов, контрогаек;

б) свободного взаимодействия деталей механизма пальцевого запираения в процессе его открывания и закрывания;

в) нижний торец «п» рычага-фиксатора должен самопроизвольно стать над буртом «з» горизонтального плеча коромысла;

г) свободного перемещения штока во втулке замка. При выдвинутом положении захвата конец штока должен перекрывать не менее половины отверстия для запорного пальца;

д) свободного вращения серьги от руки;

е) поперечного перекрытия отверстия плоского штока запорным пальцем замка. Перекрытие от нижней плоскости штока должно быть не менее 6 мм.

1.2. Также производится отбраковка сборочных единиц, узлов и деталей при обнаружении дефектов, износов и люфтов.

1.2.1. Отбраковка сборочных единиц.

Узлы и детали элеватора подлежат отбраковке при обнаружении следующих дефектов, износов и



люфтов (проверка производится в сборе с корпусом в закрытом положении).

### Захват

а) неполное прилегание опорной поверхности захвата к несущей поверхности корпуса элеватора;

б) горизонтальное перемещение челюстей (по продольной оси штока) относительно корпуса элеватора, более 6 мм;

в) зазор между носиками челюстей более 5 мм при задвинутом в корпус положении (рис.2д);

г) износ торцевой опорной поверхности под муфтой трубы, более 2 мм (рис. 2м);

д) увеличение проходного отверстия под трубу, более 3 мм на диаметр: (исходные размеры диаметр – 62,68,75,91,91,98);

е) зазор по диаметру между наружной боковой поверхностью и корпусом элеватора, более 2 мм (рис. 2,п);

ж) износ торцевой (нижней) опорной поверхности челюстей, более 2 мм (исходный размер 20) (рис.2.н).

### Замок пальцевый

а) на сварных швах рукоятки замка имеются заметные невооруженному наблюдению нарушения – трещины, разрывы, отслоения и др. дефекты;

б) на листовых элементах рукоятки имеются погнутости, вмятины, нарушающие правильное взаимодействие деталей замка внутри рукоятки;

в) боковой зазор между коромыслом и рукояткой и между рычагом-фиксатором и рукояткой менее 1 мм и более 3 мм на сторону, а суммарный зазор менее 2 мм и более 5 мм;

г) зазор между нижним торцом рычага фиксатора «п» и буртом «з» горизонтального плеча коромысла в закрытом положении более 5 мм;

д) рабочий конец водила «х» в открытом положении элеватора входит в зацепление с пальцем замка на глубину, меньшую, чем толщина стенки



последнего (проверяется щупом через осевое отверстие пальца замка);

е) суммарный износ в парах «палец замка-водило», «пальцы-отверстие коромысла», пальцы-отверстие рычага (фиксаторы) не обеспечивает подъем пальца замка выше верхней поверхности штока;

ж) зазор между пальцем замка и отверстием корпуса более 3.0 мм.

### Корпус

а) трещины, деформации;

б) износ по диаметру отверстий проушин под пальцы, более 2 мм (рис. 1,в);

в) износ опорной поверхности под захваты, более 2 мм.

### Серьга

а) искривления, трещины;

б) износ радиальной поверхности под крюком (штропом), более 10 мм (исходный размер 65 мм)

в) износ отверстий под пальцы, более 1 мм

### Шток

а) искривление, трещины;

б) износ по диаметру цилиндрической поверхности, более 1 мм (исходный размер  $\varnothing 38-0,34$ );

в) износ на толщине более 0,5 мм (исходный размер 20-0,28)

### Палец серьги

а) искривление;

б) износ по диаметру, более 1.5 мм (исходный размер  $\varnothing 35-0,142$ - для ЭТА-50П);

в) трещины.

### Направляющие (правая и левая)

а) трещины;



б) износ скошенной части, более 2,5 мм (исходный размер 12) (рис. 3,т);

в) износ нижней торцевой части, более 2 мм (исходный размер 46) (рис. 2, с).

### Палец замка

а) трещины;

б) износ по диаметру боле 1мм (исх. размер  $\varnothing 21,2-0,16 ; 21,2, -0,22$ );

в) увеличение отверстия для водила до  $\varnothing 12,0$  (исх.размер  $\varnothing 11+0,09$ );

### Водило

а) износ рабочего конца на 0,8 мм (исх.размер  $\varnothing 10-0,11$ )

### Пружины

а) поломка;

б) усадка более 20% в свободном состоянии (исх.размеры 48+-1, 65+-1 мм);

в) износ ниток, более 0,2 мм.



### ОТБРАКОВКА ЭЛЕВАТОРА ТИПА ЭХЛ.

Элеваторы в процессе их эксплуатации по неисправности подлежат отбраковке по следующим дефектам:

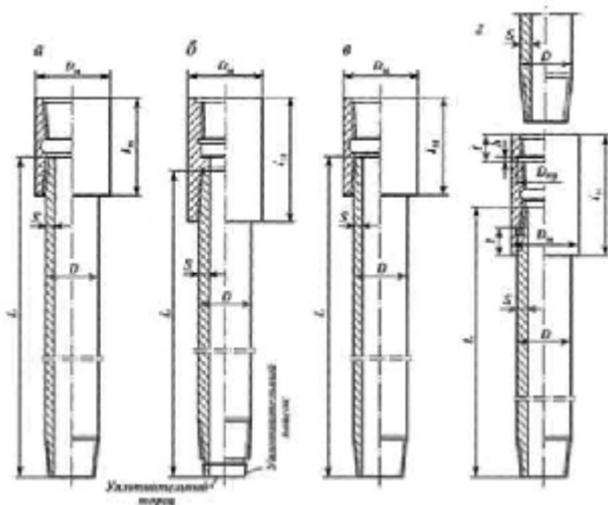
- сплюснута горизонтальная выточка /канавка/ на задней стороне корпуса элеватора, которая заклинивает передвижение по канавке;
- люфт в резьбовой части рукоятки в теле затвора;
- сработка винта, предохраняющая рукоятку от самоотвинчивания;
- ослаблена пружина, шток не перемещается внутри стакана;
- сломана ручка штока предохранителя;
- наличие трещин любого характера в корпусе элеватора и затвора;
- выработка посадочных мест под НКТ - в Корпусе элеватора более - 2 мм.
- забиты отверстия на концах корпуса элеватора, через которые пропускаются предохранительные пальцы;
- тугое вращение плоскости затвора /на месте посадки муфты/;
- выработка плоскости затвора /на месте затвора муфты/ более 2 мм;
- поломка пружины;
- усадка пружины фиксатора до-30 мм в свободном состоянии;
- износ фиксатора по диаметру более 0,5 мм;
- износ штока по диаметру цилиндрической поверхности более 1 мм;

## 7. 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 НКМпо 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).*

### 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.

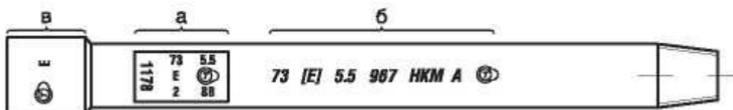
**Место нанесения маркировки** должно быть обведено или подчеркнуто устойчивой светлой краской. Высота знаков маркировки должна быть 5—8 мм.

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  
**[E]** — 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

Показатели	Группа прочности стали		
	Д	К	Е
Временное сопротивление $\sigma_B$ , МПа, не менее	655 (638)	687	689
Предел текучести $\sigma_T$ , МПа, не менее не более	379 (373) 552	491 -	552 758
Относительное удлинение $\delta_5$ , %, 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 ГОСТ633-80			
		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	Страгивающая нагрузка $Q_{стр}$ для гладких труб групп прочности					Растягивающая нагрузка $Q_T$ для труб с высаженными концами типа НКБ групп прочности					Растягивающая нагрузка $Q_T$ для труб типа НКМ групп прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	66	87	94	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
48	4,0	113	150	166	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
60	5,0	196	250	285	337	388	322	425	468	552	640	265	348	382	452	522
73	5,5	278	365	402	476	540	435	572	620	743	855	363	476	524	610	716
	7,0	370	486	535	636	730	540	712	783	935	1065	468	617	680	804	925
89	6,5	415	546	620	710	820	622	818	900	1065	1227	549	710	780	921	1064
	8,0	—	—	—	—	—	754	995	1090	1298	1435	670	882	967	1142	1320
102	6,5	440	580	640	755	870	723	951	1040	1237	1430	622	820	902	1065	1230
114	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 стенки, мм	Внутреннее давление $P_t$ для труб групп прочности					Наружное давление $P_{кр}$ для труб групп прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
33	3,5	68,3	89,9	100,9	–	–	51,2	66,4	72,6	–	–
48	4,0	54,0	71,1	79,7	–	–	41,1	52,7	57,4	–	–
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/ 10 м						
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/ 10 м						
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/ 10 м						
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	Маркастали			
		HB40	JB55	CB75	NB80 (LB80)
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	289	398	663	709
88,9	5,49			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



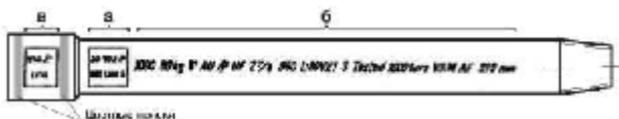
**Взаимозаменяемость импортных (АНИ 5СТ) и отечественных (ГОСТ 633-80) НКТ по маркам группам прочности, типам производимых резьбовых соединений**

Группа труб	Характеристика труб				Стандартные (АНИ и ГОСТ) резьбовые соединения для труб НКТ	
	Импортные		Отечественные		Импортных	Отечественных
	Марка стали	Предел текучести кгс/мм <sup>2</sup>	Группа прочности	Предел текучести		
Низко прочные	HB40	27,6	н/а <sup>1</sup>	н/а <sup>1</sup>	Закругленного треугольного в том числе с тефлоновым кольцом	Треугольного профиля в том числе с фторопластовым кольцом
	JB55, KB55	37,9	Д	38,7		
	н/а <sup>1</sup>	н/а <sup>1</sup>	К	50,0		
	NB80	55,2	Е	56,2		
С ограниченным пределом текучести <sup>2</sup>	LB80	55,2	н/а <sup>1</sup>	н/а <sup>1</sup>	интеграл	НКБ, в том числе с фторопластовым кольцом
	CB90	62,0	н/а <sup>1</sup>	н/а <sup>1</sup>		
	CB95 <sub>3</sub>	65,5	н/а <sup>1</sup>	н/а <sup>1</sup>		
Высоко прочные	PB110	75,8		77,3	Фирменные резьбы VAM. FOX.TDS. NKB3SB и т.д.	НКМ

### Примечание:

- <sup>1</sup> нет аналога;
- <sup>2</sup> трубы для сероводородосодержащих и кислых сред;
- <sup>3</sup> для температуры 65°C;
- <sup>4</sup> изготавливается в ограниченном объеме по спецзаказу.

Пример маркировки насосно-компрессорных труб марки L-80VN1 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
- LVNI** — 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.



**Цветная опознавательная маркировка обсадных и насосно-компрессорных труб, выпускаемых по стандартам API (США)**

Группа прочности	Окраска муфты	Цветные пояски	
		Муфта	Тело трубы
NB40	Черная	—	Черный
JB55	Зеленая	—	Зеленый
KB55	Зеленая	—	Два зеленых
NB80	Красная	—	Красный
PB105	Белая	—	Белый
PB110	Белая	—	Белый
QB125	Оранжевая	—	Оранжевый
CB75	Голубая	—	Голубой
CB75, 9Cr	Голубая	Два желтых	Голубой + два желтых
CB75, 13Cr	Голубая	Желтый	Голубой + желтый
LB80	Красная	Коричневый	Коричневый
LB80, 9Cr	Красная	Два желтых	Красно-коричневый + два желтых
LB80, 13Cr	Красная	Желтый	Красно-коричневый + желтый
CB90	Фиолетовая	—	Фиолетовый
CB95	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	Внутренне 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	—	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	—	—
	7,11	—	—	107	114	128	135	—	—	108	115	129	136
73,0	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



## Насосно – компрессорные трубы

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Внутренне 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
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:

$$[Q_p] \leq \frac{(Q_{cmp})}{n_1}$$

- для труб с высаженными наружу концами и труб НКБ:

$$[Q_p] \leq \frac{(Q_p)}{n_1}$$

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 (Ццоп) исходя из расчета на растяжение от собственного веса определяется по формуле:

$$L_{дон} = \frac{(Q_T)}{(n_1 r g)}$$

где:

$Q_T$  — предельная нагрузка, кН,

$n_1$  — коэффициент запаса прочности,

$r$  — плотность стали (7800 кг/м<sup>3</sup>),

$g$  — 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;

**$\sigma_T$**  — предел текучести материала труб, Па.

Внутреннее избыточное давление  $P_T$  (Па), при котором наибольшее напряжение в трубах достигает предела текучести, определяется по формуле:

$$P = \frac{2 S S_T}{D}$$

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  $P_T$

$$P_{виз} P_T / n_2$$

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  $P_{кр}$



$$P_{низ} = P_{кр} / n_3$$

где:

$n_3$  — нормативный коэффициент запаса прочности.

$n_3 = 1,15$



## Насосно – компрессорные трубы

Условный диаметр трубы НКТ, мм	Толщина стенки, мм	V вытесняемый металлом, л	Vзатр в 140 колонне, литр		Vзатр в 146 колонне, литр		Vзатр в 168 колонне, литр		Vзатр в 178 колонне, литр	
			Толщина стенки, мм		Толщина стенки, мм		Толщина стенки, мм		Толщина стенки, мм	
			7	8	7	8	7	8	7	8
33	3,5	0,3	11,5	11,1	12,8	12,4	17,8	17,3	20,2	19,7
48	4,0	0,6	10,6	10,2	11,8	11,4	16,9	16,4	19,2	18,7
60	5,0	0,9	9,5	9,2	10,8	10,4	15,8	15,4	18,2	17,7
73	5,5	1,2	8,2	7,8	9,5	9,1	14,5	14,0	16,9	16,4
	7,0	1,5	8,2	7,8	9,5	9,1	14,5	14,0	16,9	16,4
89	6,5	1,7	6,2	5,8	7,5	7,1	12,5	12,0	14,9	14,3
	8,0	2,0	6,2	5,8	7,5	7,1	12,5	12,0	14,9	14,3
102	6,5	1,9	4,3	3,9	5,6	5,2	10,6	10,1	13,0	12,4
114	7,0	2,4	2,1	1,8	3,4	3,0	8,4	8,0	10,8	10,3



## 8. Обсадные трубы и колонны

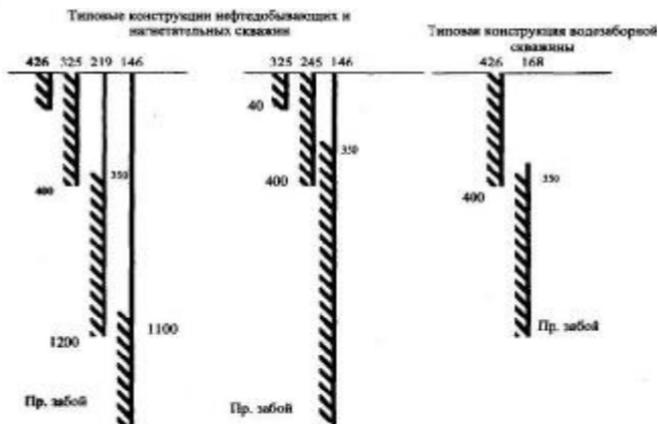
### Конструкция Скважин

Для разобращения пластов, предотвращения обвалов стенок скважины, предотвращения поглощений и проявлений в скважину спускаются обсадные трубы. Пространство между трубами и стенками скважин закачивается цементный раствор.

Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну называется конструкцией скважины.

Каждая колонна, входящая в колонну скважины имеет свое назначение.

- **Направление** - самая большая обсадная колонна, предназначена для предохранения устья скважины от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания, направления промывочной жидкости в желобную систему. В зависимости от прочности пород глубина спуска составляет от 5м до 40м.
- **Кондуктор** - изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы, обеспечивает возможность установки противовыбросового оборудования. Глубина спуска от 200 до 800 метров.
- **Техническая колонна** - служит для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения (несовместимые по пластовым давлениям пропластки, зоны высокого поглощения, отложения, склонные к набуханию, осыпанию и т.п.).
- **Эксплуатационная колонна** - необходима для эксплуатации скважины. Она спускается до глубины залегания продуктивного пласта. Ввиду важности ее назначения уделяется большое внимание ее прочности и герметичности.



### Обсадные трубы и муфты к ним

Обсадные трубы предназначены для крепления стенок скважины после бурения и разобщения нефтеносных, газоносных и водоносных пластов. Обсадные трубы изготавливают из сталей групп прочности С, Д, К, Е, Л, М и Р. Трубы выпускают длиной от 9,5 до 13м с нормальной и удлиненной резьбой. В комплекте может быть не более 20% труб длиной 8 - 9,5м и не более 10% длиной 5 - 8м. Трубы групп прочности К, Е, Л, М, Р подвергают термообработке. Резьбы обсадных труб выполняются конусностью 1:16; резьба муфт должна быть оцинкована и фосфатирована. На каждой трубе на расстоянии 40 - 60см от её конца, свободного от муфты, наносится клеймо с указанием условного диаметра в мм, группы прочности, длины резьбы, толщины стенки в мм, товарного знака завода-изготовителя, месяца и года выпуска.

Отечественная промышленность выпускает также трубы повышенной прочности и герметичности: ОТТМ - 1 (обсадные муфтовые трубы с трапецидальной резьбой, выдерживающие наибольшие нагрузки); ОТТГ - 1, ТБО - 4, ТБО -5 (обсадные трубы с соединениями, обеспечивающие герметичность при давлении газа до 5000кПа).



## Обсадные трубы и колонны

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр Dн	Длина L <sub>м</sub>	Масса, кг
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
114	114,3	5,2	103,9	14,0	127,0 (133,0)	158	3,7 (5,2)
		5,7	102,9	15,2			
		6,4	101,5	16,9			
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
127	127,0	5,6	115,8	16,7	141,3 (146,0)	165	4,6 (6,3)
		6,4	114,2	19,1			
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
140	139,7	6,2	127,3	20,4	153,7 (159,0)	171	5,2 (7,0)
		7,0	125,7	22,9			
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			



## Обсадные трубы и колонны

1	2	3	4	5	6	7	8
146	146,1	6,5	133,1	22,3	166,0	177	8,0
		7,0	132,1	24,0			
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	184	9,1
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			
178	177,8	5,9	166,0	24,9	194,5 (198,0)	184	8,3 (10,0)
		6,9	164,0	29,1			
		8,1	161,6	33,7			
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
194	193,7	7,6	178,5	35,0	215,9	190	12,2
		8,3	177,1	38,1			
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,9			
		12,7	168,3	56,7			



## Обсадные трубы и колонны

1	2	3	4	5	6	7	8
219	219,1	6,7	205,7	35,1	244,5	196	16,2
		7,7	203,7	40,2			
		8,9	201,3	46,3			
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	58,5			
		12,7	193,7	64,6			
14,2	190,7	71,5					
245	244,5	7,9	228,7	46,2	269,9	196	17,9
		8,9	226,7	51,9			
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			
13,8	216,9	78,7					
273	273,1	7,1	258,9	46,5	298,5	203	20,7
		8,9	255,3	57,9			
		10,2	252,7	65,9			
		11,4	250,3	73,7			
		12,6	247,9	80,8			
		13,8	245,5	88,5			
		15,1	242,9	96,1			
16,5	240,1	104,5					



1	2	3	4	5	6	7	8
299	298,5	8,5	281,5	69,5	323,9	203	22,5
		9,5	279,5	67,9			
		11,1	276,3	78,3			
		12,4	273,7	87,6			
		14,8	268,9	103,5			
324	323,9	8,5	306,9	66,1	351,0	203	23,4
		9,5	304,9	73,6			
		11,0	301,9	84,8			
		12,4	299,1	95,2			
		14,0	295,9	106,9			
406	406,4	9,5	387,4	93,2	431,8	228	35,9
		11,1	384,2	108,3			
		12,6	381,2	122,1			
		16,7	373,0	160,1			
426	426,0	10,0	406,0	102,7	451	229	37,5
		11,0	404,0	112,6			
		12,0	402,0	122,5			

**Примечание:** Если значения наружного диаметра и массы муфт для исполнения А и Б отличаются, то для исполнения Б эти значения проставлены в скобках.



**Механические свойства стали**

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_B$ , Мпа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести $\sigma_T$ , Мпа : не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
Не более	551	–	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение $\delta_5$ , % не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

**Примечание:** Значения показателей механических свойств, взятые в скобках, относятся к исполнению Б.



Трубы, изготовленные по ГОСТ 632-80, должны выдерживать испытательное давление (МПа), величину которого вычисляют по формуле:

$$p = 2sR/D$$

где:

**s** – номинальная толщина стенки, мм

**R** – допускаемое напряжение, возникающее в теле трубы, Мпа

**D** – номинальный наружный диаметр трубы, мм.

Для труб исполнения - А группы прочности - D допускаемое напряжение - R принимается: для труб с условным диаметром 273 мм и более равным

$0,6\sigma_{T \min}$  и для остальных труб равным  $0,8\sigma_{T \min}$ .

Для труб исполнения Б допускаемое напряжение R принимается: для труб с условным диаметром до 219 мм включительно равным  $0,8\sigma_{T \min}$  и для труб условным диаметром более 219 мм равным  $0,6\sigma_{T \min}$ .



## **9. Инструмент и оборудование для ликвидации аварий при ремонте скважин**

### **ФРЕЗЕРЫ КОЛЬЦЕВЫЕ**

#### **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 режущеистирающей 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:

- 11 Ф - с фаской под сварку,
- 12Ф - с присоединительной резьбой,
- 13Ф - с проточкой для нарезки резьбы,
- 14Ф - с присоединительной замковой резьбой;

#### по форме поверхности нижнего торца

#### режущеистирающей напайки:

- 1 - плоская,
- 2 - волнистая,
- 3 - коническая,
- 4 - зубчатая;

по форме боковых поверхностей режущеистирающей 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 внутреннем диаметру), Г - выступающая наружу и внутрь (резание производится по торцу, наружному и внутреннему диаметрам); по форме наружной и внутренней поверхности средней части корпуса: « »- гладкие, К - с продольными канавками на наружной и винтовыми канавками на внутренней поверхностях (на фрезях 14Ф не выполняется).



### **ФРЕЗЕРЫ ПИЛОТНЫЕ типов 20Ф и 23Ф**

#### **НАЗНАЧЕНИЕ :**

Фрезеры пилотные предназначены для фрезерования элементов трубных колонн (НКТ, бурильных труб, муфт, замков, хвостовиков, пакеров и др.) при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

#### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Фрезер пилотный состоит из корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали. В центральной части нижнего торца корпуса закреплён направляющий шток (пилот). В верхней части корпуса выполнена присоединительная резьба, в нижних торцах и боковых поверхностях корпуса и штока отверстия и соответствующие каналы для обеспечения эффективного охлаждения и интенсивной промывки и выноса стружки, нижние торцевые поверхности корпуса фрезера и штока оснащены режущими элементами.

Фрезеры пилотные типа 20Ф, предназначенные преимущественно для разбуривания взрывных

алюминиевых пакеров типа ВП в эксплуатационных колоннах, оснащены режущими вставками из быстрорежущей стали типа Р18. Фрезеры пилотные типа 23Ф, 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 режущее-стирающие напайки, состоящие из частиц дроблёного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. Напайка может быть выполнена гладкой или зубчатой формы.

Шифр типоразмера фрезера	Условный диаметр обсадной колонны	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр пилота фрезера, мм	Присоединительная резьба
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


**20 Ф**

**23 Ф**



Шифр типоразмера фрезера	Условный диаметр обсадной колонны	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр пилота фрезера, мм	Присоединительная резьба
23Ф 86-38	114	86,3	38	3-50
23Ф 90-38	114	90,3	38	3-50
23Ф 99-47	127	99,3	47	3-50
23Ф 103-47	127	103,0	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	118,0	47	3-76
23Ф 120-57	146	120,0	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	191,7	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

## ФРЕЗЕРЫ РАЙБЕРЫ типов 21 Ф и 22Ф

### НАЗНАЧЕНИЕ:

Фрезеры райберы предназначены для прорезки обсадной колонны с целью забурирования нового ствола при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.



**21 Ф**



**22 Ф**

### КОНСТРУКЦИЯ:

Фрезер райбер состоит из: корпуса изготовленного из высокопрочной легированной стали и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дроблёного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. Режуще-истирающие элементы напаяны в виде полос. В верхней части корпуса выполнена присоединительная резьба, а в нижнем торце и боковой конической поверхности - отверстия, обеспечивающие эффективное охлаждение и интенсивную промывку для выноса стружки.

Фрезеры райберы изготавливаются двух типов, отличающихся по форме боковой поверхности корпуса и расположению режуще-истирающих элементов.

Фрезеры райберы типа 21 Ф имеют режущие элементы на конической и цилиндрической поверхности корпуса, а фрезеры райберы типа 22Ф - только на конической.

Фрезеры райберы типа 22Ф для работы в колоннах условным диаметром 146 мм и более, поставляются комплектно, по три фрезера в комплекте, отличающихся конусностью и диаметром.



Прорезка «окна» производится последовательным спуском фрезеров райберов с увеличивающимся диаметром (N 1; N 2; N 3).

Условный диаметр обсадной колонны, мм	Шифр типоразмера фрезера	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр нижнего торца, мм	Длина конусной части, мм	Присоединительная резьба
114	21Ф-114	96	46	178	3-66
127	21Ф-127	105	52	189	3-73
140	21Ф-140	114	56	206	3-73
146	21Ф-146	121	61	214	3-76
168	21Ф-168	140	78	221	3-88
178	21Ф-178	150	82	242	3-88
194	21Ф-194	164	90	264	3-88
219	21Ф-219	193	106	310	3-133
245	21Ф-245	216	116	356	3-133
114	22Ф-114	89	45	280	3-50
127	22Ф-127	100	50	280	3-76
140	22Ф-140	108	54	280	3-76
146	22Ф-146-1	110	48	180	3-76
146	22Ф-146-2	120	63	265	3-76
146	22Ф-146-3	120	96	262	3-76
168	22Ф-168-1	130	53	220	3-88
168	22Ф-168-2	142	73	336	3-88
168	22Ф-168-3	142	112	342	3-88
219	22Ф-219-1	160	63	254	3-133
219	22Ф-219-2	174	79	343	3-133
219	22Ф-219-3	192	151	383	3-133
245	22Ф-245-1	165	68	254	3-133
245	22Ф-245-2	197	87	370	3-133
245	22Ф-245-3	216	167	458	3-133



## **ФРЕЗЕРЫ ТОРЦЕВЫЕ**

### **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 геологоразведочных скважинах.

### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Фрезер состоит из корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленого карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. В верхней части корпуса выполнена присоединительная резьба, в средней стабилизирующие выступы, а в нижнем торце и боковой поверхности - отверстия и соответствующие каналы, обеспечивающие эффективное охлаждение и интенсивную промывку для выноса стружки. Боковая поверхность напайки шлифована заподлицо с наружным диаметром корпуса.

Фрезеры торцевые изготавливаются с различными вариантами исполнения режуще-истирающей напайки:

- тип 1 Ф - плоская;
- тип 3Ф - плоская с направляющей воронкой;
- тип 6Ф - зубчатая;
- тип 8Ф - вогнутая;
- тип 9Ф - плоская с направляющей воронкой, выполненной в форме кольцевого фрезера.

## **ФРЕЗЕРЫ КОНУСНЫЕ**

### **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 эллиптичность, 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



1Ф

6Ф

8Ф

3Ф



9Ф



5Ф



10Ф



Наружные диаметры фрез	Присоединительная резьба	Шрифты типоразмеров фрез						
		Фрезеры торцевые					Фрезеры конусные	
		1Ф	3Ф	6Ф	8Ф	9Ф	5Ф	10Ф
1	2	3	4	5	6	7	8	9
111,4	3-76	1Ф-111	3Ф-111	6Ф-111	8Ф-111	9Ф-111	5Ф-111	10Ф-111
114,3	3-76	1Ф-114	3Ф-114	6Ф-114	8Ф-114	9Ф-114	5Ф-114	10Ф-114
117,5	3-76	1Ф-117	3Ф-117	6Ф-117	8Ф-117	9Ф-117	5Ф-117	10Ф-117
120,7	3-76	1Ф-121	3Ф-121	6Ф-121	8Ф-121	9Ф-121	5Ф-121	10Ф-121
123,8	3-76	1Ф-124	3Ф-124	6Ф-124	8Ф-124	9Ф-124	5Ф-124	10Ф-124
127,0	3-76	1Ф-127	3Ф-127	6Ф-127	8Ф-127	9Ф-127	5Ф-127	10Ф-127
130,2	3-76	1Ф-130	3Ф-130	6Ф-130	8Ф-130	9Ф-130	5Ф-130	10Ф-130
133,4	3-76	1Ф-133	3Ф-133	6Ф-133	8Ф-133	9Ф-133	5Ф-133	10Ф-133
136,5	3-76	1Ф-136	3Ф-136	6Ф-136	8Ф-136	9Ф-136	5Ф-136	10Ф-136
139,7	3-76	1Ф-140	3Ф-140	6Ф-140	8Ф-140	9Ф-140	5Ф-140	10Ф-140
142,9	3-88	1Ф-143	3Ф-143	6Ф-143	8Ф-143	9Ф-143	5Ф-143	10Ф-143
146,1	3-88	1Ф-146	3Ф-146	6Ф-146	8Ф-146	9Ф-146	5Ф-146	10Ф-146
149,2	3-88	1Ф-149	3Ф-149	6Ф-149	8Ф-149	9Ф-149	5Ф-149	10Ф-149
152,4	3-88	1Ф-152	3Ф-152	6Ф-152	8Ф-152	9Ф-152	5Ф-152	10Ф-152
155,6	3-88	1Ф-156	3Ф-156	6Ф-156	8Ф-156	9Ф-156	5Ф-156	10Ф-156
158,8	3-88	1Ф-159	3Ф-159	6Ф-159	8Ф-159	9Ф-159	5Ф-159	10Ф-159
161,9	3-88	1Ф-162	3Ф-162	6Ф-162	8Ф-162	9Ф-162	5Ф-162	10Ф-162
165,1	3-88	1Ф-165	3Ф-165	6Ф-165	8Ф-165	9Ф-165	5Ф-165	10Ф-165
168,3	3-121	1Ф-168	3Ф-168	6Ф-168	8Ф-168	9Ф-168	5Ф-168	10Ф-168



1	2	3	4	5	6	7	8	9
171,5	3-121	1Ф-171	3Ф-171	6Ф-171	8Ф-171	9Ф-171	5Ф-171	10Ф-171
174,6	3-121	1Ф-175	3Ф-175	6Ф-175	8Ф-175	9Ф-175	5Ф-175	10Ф-175
177,8	3-121	1Ф-178	3Ф-178	6Ф-178	8Ф-178	9Ф-178	5Ф-178	10Ф-178
181,0	3-121	1Ф-181	3Ф-181	6Ф-181	8Ф-181	9Ф-181	5Ф-181	10Ф-181
184,2	3-121	1Ф-184	3Ф-184	6Ф-184	8Ф-184	9Ф-184	5Ф-184	10Ф-184
187,3	3-121	1Ф-187	3Ф-187	6Ф-187	8Ф-187	9Ф-187	5Ф-187	10Ф-187
190,5	3-121	1Ф-191	3Ф-191	6Ф-191	8Ф-191	9Ф-191	5Ф-191	10Ф-191
193,7	3-121	1Ф-194	3Ф-194	6Ф-194	8Ф-194	9Ф-194	5Ф-194	10Ф-194
196,6	3-121	1Ф-197	3Ф-197	6Ф-197	8Ф-197	9Ф-197	5Ф-197	10Ф-197
200,0	3-121	1Ф-200	3Ф-200	6Ф-200	8Ф-200	9Ф-200	5Ф-200	10Ф-200
203,2	3-121	1Ф-203	3Ф-203	6Ф-203	8Ф-203	9Ф-203	5Ф-203	10Ф-203
206,4	3-121	1Ф-206	3Ф-206	6Ф-206	8Ф-206	9Ф-206	5Ф-206	10Ф-206
209,6	3-121	1Ф-210	3Ф-210	6Ф-210	8Ф-210	9Ф-210	5Ф-210	10Ф-210
212,7	3-147	1Ф-213	3Ф-213	6Ф-213	8Ф-213	9Ф-213	5Ф-213	10Ф-213
215,9	3-147	1Ф-216	3Ф-216	6Ф-216	8Ф-216	9Ф-216	5Ф-216	10Ф-216
219,1	3-147	1Ф-219	3Ф-219	6Ф-219	8Ф-219	9Ф-219	5Ф-219	10Ф-219
222,2	3-147	1Ф-222	3Ф-222	6Ф-222	8Ф-222	9Ф-222	5Ф-222	10Ф-222
225,4	3-147	1Ф-225	3Ф-225	6Ф-225	8Ф-225	9Ф-225	5Ф-225	10Ф-225
228,6	3-147	1Ф-229	3Ф-229	6Ф-229	8Ф-229	9Ф-229	5Ф-229	10Ф-229
231,8	3-147	1Ф-232	3Ф-232	6Ф-232	8Ф-232	9Ф-232	5Ф-232	10Ф-232
235,0	3-147	1Ф-235	3Ф-235	6Ф-235	8Ф-235	9Ф-235	5Ф-235	10Ф-235



1	2	3	4	5	6	7	8	9
238,1	3-147	1Ф-238	3Ф-238	6Ф-238	8Ф-238	9Ф-238	5Ф-238	10Ф-238
241,3	3-147	1Ф-241	3Ф-241	6Ф-241	8Ф-241	9Ф-241	5Ф-241	10Ф-241
244,5	3-147	1Ф-245	3Ф-245	6Ф-245	8Ф-245	9Ф-245	5Ф-245	10Ф-245
247,7	3-147	1Ф-248	3Ф-248	6Ф-248	8Ф-248	9Ф-248	5Ф-248	10Ф-248
250,8	3-147	1Ф-251	3Ф-251	6Ф-251	8Ф-251	9Ф-251	5Ф-251	10Ф-251
254,0	3-147	1Ф-254	3Ф-254	6Ф-254	8Ф-254	9Ф-254	5Ф-254	10Ф-254



## **ОВЕРШОТЫ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ типов ОВ и ОВТ**

### **НАЗНАЧЕНИЕ:**

Овершоты предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Овершот состоит из корпуса, направляющей воронки, переводника и набора сменных элементов, включающих ряд спиральных и цанговых захватов, и направляющих соответственно спирального и цангового захватов.

При извлечении колонн, верхняя часть которых - «голова» имеет максимальный для применяемого типоразмера овершота диаметр, используются спиральные захваты, в остальных случаях - цанговые.

Цанговые захваты могут применяться с фрезерующими направляющими, позволяющими производить очистку захватываемого объекта от заусенцев и различных отложений. Процесс захвата осуществляется овершотом за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового или спирального захватов.

При необходимости герметизации соединения «овершот - извлекаемая колонна» предусмотрена возможность установки уплотнительных манжетных пакеров: типа «А» - при установке спирального захвата или типа «Р» и кольца - при установке цангового захвата. Типоразмеры фрезерующей направляющей и пакеров должны соответствовать типоразмеру применяемого захвата.

### **Овершоты дополнительно могут комплектоваться:**

- удлинителями, устанавливаемыми между корпусом и переводником для захвата аварийной колонны значительно ниже верхнего торца;

- направляющими воронками увеличенного диаметра, применяемыми при ловильных работах в скважинах или колоннах, внутренний диаметр которых значительно больше наружного диаметра овершота;
- фрезерующими направляющими цангового захвата из высокопрочной цементируемой стали или армированные твердосплавной напайкой;
- ограничительными кольцами, применяемыми при захвате труб за муфту или замок;
- цанговыми захватами с ограничивающим длину захвата выступом на верхнем торце.



Шифр типоразмера овершота	Наружный диаметр овершота, мм	Грузоподъемность, кН	Максимальное значение номинального размера, мм		Присоединительная резьба
			спирального захвата	цангового захвата	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
ОВ-90	90,5	600	73	60,3	3-73
ОВТ-90	90,5	1000	69,8	65,9	3-73
ОВ-95	95,5	600	76,2	65,9	3-76
ОВТ-95	95,5	1000	73	60,3	3-76
ОВ-114	114,6	960	92,9	82,2	3-76
ОВТ-114	114,6	1640	85,7	76,2	3-76
ОВ-118	117,6	1080	95,2	85,7	3-76
ОВТ-118	117,6	1700	88,9	82,5	3-76
ОВ-119	119,5	1030	96,8	85,7	3-76
ОВТ-119	119,5	1500	92,1	82,5	3-76
ОВ-122	122,2	1210	98,4	88,9	3-76



1	2	3	4	5	6
ОВТ-122	122,2	1780	92,8	82,5	3-76
ОВ-124	124,1	1060	101,6	92,1	3-76
ОВТ-124	124,1	1730	95,2	85,7	3-76
ОВ-130	130,4	1110	108,0	98,4	3-76
ОВТ-130	130,4	2160	101,6	92,1	3-76
ОВ-140	140,0	1210	117,5	101,6	3-76
ОВТ-140	140,0	1970	111,1	95,2	3-76
ОВ-146	146,0	1300	122,2	104,8	3-88
ОВТ-146	146,0	2000	117,5	98,4	3-88
ОВ-156	156,0	1760	130,2	111,1	3-88
ОВТ-156	156,0	2200	122,2	104,8	3-88
ОВ-168	168,0	2120	141,3	123,8	3-88
ОВТ-168	168,0	3000	130,2	111,1	3-88
ОВ-175	175,0	2450	146,1	127,0	3-88
ОВТ-175	175,0	3250	136,5	117,5	3-88
ОВ-188	187,6	2240	158,8	141,3	3-133
ОВТ-188	187,6	3620	146,1	127,0	3-133
ОВ-194	194,0	2500	165,1	146,1	3-147
ОВТ-194	194,0	3800	152,4	133,4	3-147
ОВ-206	206,4	2900	177,8	158,8	3-147
ОВТ-206	206,4	4500	165,1	146,1	3-147
ОВ-220	219,6	3200	190,5	174,6	3-147
ОВТ-220	219,6	5000	177,8	158,8	3-147

## **ОВЕРШОТЫ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯС КОРОТКИМ ЗАХВАТОМ ТИПОВ ОК и ОКТ**

### **НАЗНАЧЕНИЕ:**

Овершоты предназначены для захвата за наружную поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Овершот состоит из корпуса, переводника, направляющей и набора сменных цанговых захватов с различными диаметрами внутренней ловильной поверхности.

Корпус выполнен таким образом, чтобы цанговый захват располагался как можно ближе к нижнему торцу овершота, обеспечивая возможность извлечения элементов колонн с коротким участком, пригодным для захвата.

Процесс захвата осуществляется овершотом за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового захвата.



Шифр типоразмера овершота	Наружный диаметр овершота, мм	Грузоподъемность, кН	Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	Присоединительная резьба
1	2	3	4	5
ОК-59	58,7	450	28,5	3-44
ОКТ-59	58,7	650	25,0	3-44
ОК-92	92,1	750	60,3	3-73
ОКТ-92	92,1	950	57,1	3-73
ОК-95	95,5	800	65,9	3-73
ОКТ-95	95,5	1100	60,3	3-73
ОК-105	104,5	900	73	3-76
ОКТ-105	104,8	1200	69,8	3-76
ОК-111	111,5	950	81,0	3-76



1	2	3	4	5
ОКТ-111	111,5	1300	73,0	3-76
ОК-118	117,5	1000	85,7	3-76
ОКТ-118	117,5	1400	89,4	3-76
ОК-119	119,5	960	88,9	3-76
ОКТ-119	119,5	1400	82,5	3-76
ОК-122	122,2	1100	88,9	3-76
ОКТ-122	122,2	1600	85,7	3-76
ОК-124	123,8	1000	92,1	3-76
ОКТ-124	123,8	1600	85,7	3-76
ОК-130	130,5	1000	96,8	3-76
ОКТ-130	130,5	1900	85,7	3-76
ОК-140	140	1000	104,8	3-76
ОКТ-140	140	2000	95,2	3-76
ОК-143	143	1100	109,0	3-88
ОКТ-143	143	2000	103,3	3-88
ОК-146	146	1100	112,7	3-88
ОКТ-146	146	2000	106,8	3-88

## ТРУБОЛОВКИ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ типа Т

**НАЗНАЧЕНИЕ:** Труболовки предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

**КОНСТРУКЦИЯ:** Труболовка состоит из корпуса, цангового захвата, наконечника и распепного кольца. Труболовка комплектуется сменными цанговыми захватами, отличающимися наружным диаметром. Состав набора поставляемых цанговых захватов определяется заказчиком.

Процесс захвата труболовкой осуществляется за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на наружной поверхности корпуса и взаимодействующей с ней внутренней поверхности цанги.



Труболовки изготавливаются с различными вариантами исполнения корпуса:

- гладкий;
- с упорным торцом;
- с упорным торцом и резьбой под направление



### ТРУБОЛОВКИ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ типа ТВПМ и ТВПМ1

Шифр типоразмера труболовки	Наружный диаметр гладкого корпуса, мм	Минимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	Рабочий диапазон относительно номинального размера, мм +/-	Грузоподъемность, кН	Диаметр промывочного канала, мм	Присоединительная резьба
T-48	36,4	37,3	0,9	200	-	3-30
T-60	47,6	49,0	1,4	340	9	3-38
T-73	59	60,9	1,4	650	12	3-44
T-69	71	73,0	1,9	1000	12	3-50
T-102	84	86,4	2,5	1300	18	3-73
T-114	94,9	98,1	3,2	1600	20	3-76
T-127	103,6	106,1	3,2	2100	22	3-76
T-146	120,0	124,0	3,4	2500	22	3-88
T-168	129,5	133,0	3,4	2900	25	3-88
T-178	147,8	154,8	3,8	2900	30	3-117
T-219	178,0	195,3	17,3	4500	70	3-117
T-245	200	218,4	5,1	6500	70	3-117



**НАЗНАЧЕНИЕ:**

Труболовки плашечные типа ТВПМ и ТВПМ1 предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

**КОНСТРУКЦИЯ:**

Труболовка состоит из корпуса, переводника, наконечника, плашек, плашкодержателя и механизма освобождения.

Захват ловимой колонны осуществляется при подъеме труболовки за счет перемещения плашек по наклонным пазам типа "ласточкин хвост" корпуса и заклинивания их между корпусом и внутренней поверхностью трубы. Синхронизация перемещения плашек относительно корпуса труболовки обеспечивается наличием плашкодержателя, выполненного в виде патрубка с радиальными пазами в которых располагаются плашки и установленного на корпусе с возможностью ограниченного осевого перемещения.

В труболовке ТВПМ верхняя часть плашкодержателя закреплена в нижней муфте механизма освобождения, служащего для перевода и фиксации плашкодержателя вместе с плашками в крайнее верхнее, относительно корпуса, положение, при этом плашки не имеют контакта с аварийной колонной. Механизм освобождения приводится в действие перемещением труболовки вниз до контакта верхнего торца ловимой колонны с нижним торцом муфты механизма освобождения и последующим вращением труболовки. В труболовке ТВПМ1 механизм освобождения крепится к нижнему краю плашкодержателя и имеет фрикционные плашки для сцепления с ловимой колонной.



**ТВПМ**



**ТВПМ1**

Шифр типоразмера труболочки	ТВМП 60	ТВМП 73	ТВМП 89	ТВМП1 102	ТВМП1 114
Наружный диаметр, мм	95,5	95,5	95,5	82,5	88,9
Диапазон захватываемых диаметров, мм	48,7-53,0	58,0-65,0	72,0-79,0	86,5-92,0	89,0-107,6
Число плашек	3	6	6	6	6
Грузоподъемность, кН	300	300	500	700	800
Диаметр промывочного канала, мм	-	10	10	12	12
Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76	3-66	3-73

## **ТРУБОЛОЧКИ НЕОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ типа ТВП**

### **НАЗНАЧЕНИЕ:**

Труболочки плашечные типа ТВП предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Труболовка состоит из: корпуса, переводника и плашек. Захват ловимой колонны осуществляется при подъеме труболовки за счет перемещения плашек по наклонным пазам типа "ласточкин хвост" корпуса и заклинивания между корпусом и внутренней поверхностью трубы.



### ТВП

Шифр типоразмера труболовки	ТВП 60	ТВП 73	ТВП 89
Наружный диаметр, мм	95,5	95,5	95,5
Диапазон захватываемых диаметров, мм	48,7-53,0	58,0-65,0	72,0-79,0
Число плашек	3	6	6
Грузоподъемность, кН	300	300	500
Диаметр промывочного канала, мм	-	10	10
Присоединительная резьба	3-76	3-76	3-76

### МЕТЧИКИ ЛОВИЛЬНЫЕ

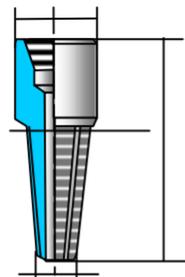
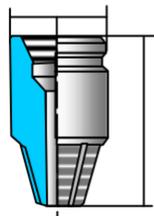
**НАЗНАЧЕНИЕ:** Метчики ловильные предназначены для захвата путем ввинчивания во внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.



**КОНСТРУКЦИЯ:** Метчик представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба, в нижней части резьба с конусностью 1:16. Метчики изготавливаются из ковanej легированной стали. В зависимости от условий применения, метчики могут иметь различные конструктивные исполнения.



Техническая характеристика универсальных метчиков типа МЭУ



Типоразмер метчика	Условный диаметр ловимых труб, мм	Условный диаметр колонны обс. труб, в которых производится ловля, мм	Грузо-подъемн., т	Присоедин. резьба (замковая)	Основные размеры				Масса, кг 6,5
					d	d <sub>1</sub>	D	L	
МЭУ 36-60	48; В48	114-168	30	3-50	36	60	65	370	
МЭУ 36-60Л									
МЭУ 46-80	60; В60	114-168	45	3-76	46	80	90	455	11
МЭУ 46-80Л	73; В73								
МЭУ 69-100	89; В89	140-273	60	3-88	69	100	108	450	19
МЭУ 69-100Л									
МЭУ 85-127	102; В102	168-273	75	3-117	85	127	134	560	34
МЭУ 85-127Л	114; В114								



Типоразмер метчика	Условный диаметр ловимых труб, мм	Условный диаметр колонны обс. труб, в которых производится ловля, мм	Грузоподъемность, т	Присоедин. резьба (замковая)	Осн. размеры		Масса, кг
					D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8
МЭС-В33	В33	114-168	21				2,3
МЭС-В33Л							
МЭС- В42	В42		28				3,8
МЭС- В42Л				3-50	65	230	
МЭС- 48	48		36				4
МЭС- 48Л							
МЭС- В48	В48						
МЭС- В48Л							
МЭС-60	60	114-178	56	3-76	90	250	7,6
МЭС-60Л							
МЭС-В60	В60						7,2
МЭС-В60Л							
МЭС-73	73	114-178	76	3-76	90	260	7,3
МЭС-73Л							



1	2	3	4	5	6	7	8
МЭС-В73	В73						8
МЭС-В73Л							
МЭС-89	89	140-273	109	3-88	108	260	10,2
МЭС-89Л							
МЭС-В89	В89						11,3
МЭС-В89Л							
МЭС-102	102	168-273	126	3-117	134	280	14
МЭС-102Л							
МЭС-В102	В102						15
МЭС-В102Л							
МЭС-114	102	168-273	153	3-117	134	280	17
МЭС-114Л							
МЭС-В114	В102						18



## Инструмент и оборудование для ликвидации аварий

Типоразмер колоколов	Объект ловли			Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм		Присоединительная резьба				Основные параметры				Масса, кг
	Замки бурильных и легкосплав. труб	Муфты НКТ и геологоразведочных труб	Утяжеленные бурильные трубы	Необсаженной (по долоту)	Обсаженной (условный диаметр обсадной колонны)	К ловильной колонке		К воронке		Диаметр лов. резьбы				
						По ГОСТ 632-80		По ГОСТ 632-80		Наибольший d	Наименьший d1	D	L	
	7	8	9	10	11	12	13	14	15					
КС-54Л	-	33	-	97-151	114-168	-	60	-	73	54	39	73	330	8
КС-69	-	42	-	97-151	114-168	-	73	-	89	69	52	90	380	13
КС-69Л	-	48	-	97-151	114-168	-	73	-	89	69	52	90	380	13
КС-85	-	50	-	97-151	114-168	-	73	-	89	69	52	90	380	13
КС-85Л	ЗН-80	60	-	108-161	127-178	-	89	-	102	85	68	108	390	17
КС-100	ЗН-95	63,5	80	108-161	127-178	-	89	-	102	85	68	108	390	17
КС-100Л	ЗЛ-90	73	95	132-214	146-219	-	102	-	В114	100	79	122	450	20
КС-115	ЗН-108	-	-	132-214	146-219	-	102	-	В114	100	79	122	450	20
КС-115Л	ЗШ-108	89	108	151-214	168-219	114	-	140	-	115	94	140	460	24
КС-125	ЗЛ-110	-	-	151-214	168-219	-	102	-	В114	100	79	122	450	20
КС-125Л	ЗШ-118	-	-	151-214	168-219	-	102	-	В114	100	79	122	450	20
КС-125Л	ЗУ-120	-	120	161-269	194-273	127	-	146	-	125	106	148	440	25
КС-125Л	ЗЛ-120	-	-	161-269	194-273	-	102	-	В114	100	79	122	450	20



**Техническая характеристика сквозных ловильных колоколов**

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
КС-132														
КС-132Л	-	102	-	190,5-269	219-273	146	-	168	-	132	113	168,3	430	48
КС-150	ЗН-140													
	ЗЛ-136	114	133;	190,5-269	219-273	146	-	178	-	150	123	178	580	50
КС-150Л	ЗШ-135		146											
	ЗУ-146													
КС-160	ЗУ-155													
КС160Л	ЗЛ-152	-	-	214-269	245-273	168	-	194	-	160	138	194	500	55
КС-180	ЗН-172													
КС-180Л	ЗЛ-168	-	-	244,5-393,7	273-407	178		219	-		155	220	560	78
КС-195	ЗШ-178													
КС-195Л														
КС-210	ЗН-197													
	ЗШ-203	-	203	269-508	299-508	219	-	245	-	210	185	245	550	66
КС-210Л	ЗЛ-206													
КС-235														
КС-235Л	-	-	229	285-508	324-508	245	-	273	-	235	216	274	480	68
КС-260														
КС-260Л	-	-	254	311-508	340-508	273	-	299	-	260	240	299	495	72
КС-280														
КС-280Л	-	-	273	346-508	377-508	299	-	324	-	280	260	324	510	91
КС-305														
КС-305Л	-	-	299		426-508	324	-	340	-	305	286	345	480	80



Техническая характеристика специальных метчиков типа МСЗ

Типоразмер метчика	Объект ловли (замка)	Диам. скв. в месте обрыва кол., мм		Грузо подъемн., т	Прис. резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
		Необс. по дол.	Диам. обс. кол.			D	L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
МСЗ-66	ЗН-80	97-151	114-168	100	3-66	80	260	5,6
МСЗ-66Л								
МСЗ-73	ЗН-86	108-161	114-178	160	3-73	86	268	6,7
МСЗ-73Л								
МСЗ-76	ЗН-95	118-245	114-273	160	3-76	95	265	7,2
МСЗ-76Л								
МСЗ-86	ЗШ-108							
	ЗУ-108				3-86	108	275	9
МСЗ-86Л	ЗУК-108	118-161	140-178	200				
МСЗ-88	ЗН-108							
	ЗН-113				3-88	118	285	10



1	2	3	4	5	6	7	8	9
МСЗ-88Л	Раструб ТБПВ-73							
МСЗ-101	ЗШ-118				3-101	118	280	11
МСЗ-101Л	ЗЛ-120	140-214	168-219	200				
МСЗ-102	ЗУ-120				3-102	120	280	10,5
МСЗ-102Л	Раструб ТБПВ-89							
МСЗ-108	ЗУ-133	151-245	168-273	200	3-108	133	300	14,3
МСЗ-108Л	ЗШК-133(ТБВК-102)							
МСЗ-117	ЗН-140				3-117	140	290	15
МСЗ-117Л	ЗЛ-136		178-273					
МСЗ-121	ЗШ-146	151-269		265	3-121	146	285	16,5
МСЗ-121Л								
МСЗ-122	ЗУ-146		168-273		3-122	146	300	18,5
МСЗ-122Л	ЗУК-146							
МСЗ-133	ЗУ-155							
	ЗУ-152	190,5-269	219-273	275	3-133	155	300	19
МСЗ-133Л	Раструб ТБПВ-114							

## СКРЕПЕРЫ МЕХАНИЧЕСКИЕ типа С

### НАЗНАЧЕНИЕ:

Скрепер предназначен для очистки внутренней поверхности обсадных или насосно-компрессорных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Скрепер представляет собой неразъемный трубчатый корпус, на верхнем и нижнем концах которого выполнены муфтовая и ниппельная присоединительные резьбы. В продольных пазах корпуса установлены с возможностью радиального перемещения шесть лезвий плашечного типа с износостойкой закаленной поверхностью режущих кромок. Усилия, прижимающие лезвия к поверхности очищаемой трубы, создаются за счет действия сжатых пружин (по три пружины на одно лезвие). Лезвия располагаются на корпусе в два яруса по три штуки в каждом, обеспечивая очистку ста процентов периметра внутренней поверхности трубы. В пазах корпуса лезвия удерживаются разрезным кольцом, закрепленным четырьмя винтами.

Очистка колонны производится в процессе спуска скрепера в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, при этом лезвия, скользя по очищаемой поверхности, срезают неровности и загрязнения.



Скрепер тип С



Шифр типоразмера скрепера	Диаметр труб очистимой колонны,	Диаметр корпуса	Промывочного канала,	Длина, мм	Присоединительная резьба
C-60	60	46	10	620	3-30
C-73	73	53	12	680	3-38
C-89*	89-102	68	16	700	3-44
C-102*	89-102	73	22	630	3-50
C-114*	114-127	90	28	720	3-50
C-140*	140-146	112	32	850	3-76
C-168*	168-178	133	38	940	3-88
C-194*	194-219	155	58	940	3-117
C-245*	245-273	206	95	1200	3-133

## ПАУК С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ типа ПГ

### НАЗНАЧЕНИЕ:

Паук гидравлический с обратной промывкой типа ПГ применяется для извлечения разнообразных металлических обломков (шарошек и подшипников долот, плашек, кусков троса, обломков металла после фрезерных работ и т.п.) с забоя нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин.

Эффективность очистки забоя скважин повышается за счёт эффекта местной обратной циркуляции промывочной жидкости.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Паук гидравлический состоит из неразборного корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, верхнего переводника, фрезерующей воронки и лепестковых механических захватов.

В верхней части корпуса паука установлен шаровой клапан с приёмной воронкой для перекрытия центрального промывочного канала. Перекрытие производится сбросом в ловильную колонну шара. Между наружной и внутренней трубчатыми частями корпуса паука выполнены каналы для прохода промывочной жидкости и выхода её через наклонные боковые отверстия. Лепестковые механические захваты, установленные в нижней части корпуса в два яруса с возможностью свободного вращения, служат для удержания захваченных предметов. Удержание происходит за счёт шарнирно закреплённых подпружиненных лепестков, перекрывающих в транспортном положении выход из внутренней полости паука. Фрезерующая воронка, выполненная в форме кольцевого фрезера, в зависимости от условий применения паука может иметь различные по форме (плоская, волнистая, зубчатая, выступающая наружу или прошлифованная заподлицо с корпусом) поверхности режуще-истирающей напайки.



Шифр типоразмера паука	ПГ-119	ПГ-136	ПГ-206	ПГ-286
Наружный диаметр по корпусу, мм	114,5	130,5	190,5	273
Наружный диаметр по фрезерующей воронке, мм	119,5	136,5	206	286



Внутренний диаметр по фрезерующей воронке, мм	75,5	90	128	191
Длина, мм	1176	1200	1470	1840
Присоединительная резьба	3-76	3-88	3-133	3-133

### **ПАУК МЕХАНИЧЕСКИЙ типа ПМ**

#### **НАЗНАЧЕНИЕ:**

Паук механический типа ПМ применяется для извлечения разнообразных металлических обломков (шарошек и подшипников долот, плашек, кусков троса, обломков металла после фрезерных работ и т.п.) с забоя нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин.

#### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Паук механический состоит из: трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, верхнего переводника, фрезерующей воронки и лепестковых механических захватов.

Лепестковые механические захваты, установленные в нижней части корпуса в два яруса с возможностью свободного вращения, служат для удержания захваченных предметов. Удержание происходит за счёт шарнирно закреплённых подпружиненных лепестков, перекрывающих в транспортном положении выход из внутренней полости паука. Фрезерующая воронка, выполненная в форме кольцевого фрезера, в зависимости от условий применения паука может иметь различные по форме (плоская, волнистая, зубчатая, выступающая наружу или шлифованная заподлицо с корпусом) поверхности режущей стиральной напайки.



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 по фрезерующей воронке, мм	75,5	90
Длина, мм	1176	1200
Присоединительная резьба	3-76	3-88

## 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.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Механический ударник состоит из: корпуса, штока, хвостовика штока и уплотнительных элементов.

Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. В верхней части корпуса выполнена муфтовая присоединительная резьба. На внутренней поверхности нижней части корпуса выполнены шестигранные шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи мех. ударником крутящего момента. Нижняя часть штока оканчивается ниппельной замковой резьбой, а к верхней с помощью специальной резьбы крепится хвостовик штока. В проточках на наружной поверхности хвостовика для герметизации подвижного соединения «шток - корпус» установлены уплотнительные кольца.



### Механический ударник тип УМ

Шифр типоразмера мех. ударника	УМ-95	УМ-103	УМ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103,0	122,3
Внутренний проходной канал, мм	32	32	38
Свободный ход штока, мм	500	500	500
Макс. растягивающая нагрузка на открытый мех. ударник, кН	1500	1150	1800
Макс. Крутящий момент, передаваемый мех. ударником, кН м	15,5	15,5	31,0
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 прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, элементов колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот, ловильного инструмента, фрезеров и т.п.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Гидроударник состоит из: корпуса, штока, переводника, поршня и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока на резьбе специального профиля, крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, к нижней - хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи гидроударником крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость гидроударника заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка гидроударника маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.



### Гидроударник тип МГ

Шифр типоразмера гидроударника	МГ-95	МГ-103	МГ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103,0	122,3
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	31,0
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, насоснокомпрессорных 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.

### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Усилитель гидроударника состоит из корпуса, штока, переводника и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока на резьбе Специального профиля крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, к нижней - хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен набор шевронных уплотнений. Корпус состоит из четырех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шпиками на штоке и служащие для передачи усилителем гидроударника крутящего момента. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость усилителя гидроударника заполнена специальной жидкостью с высоким показателем сжимаемости. Все соединения деталей усилителя гидроударника жидкостью осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.



### Усилитель гидроударника тип УГ

#### Техническая характеристика

Шифр типоразмера гидроударника	УГ-95	УГ-103	УГ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103,0	122,3
Внутренний проходной канал, мм	32	38	38
Полный ход штока, мм	200	200	225
Растягивающая нагрузка на усилитель гидроударника необходимого для полного раскрытия, кН	198	198	360
Макс. растягивающая нагрузка на гидроударник для нанесения удара, кН	250	250	350
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	31,0
Присоединительная резьба	3-73 (3-76)	3-73 (3-76)	3-88
Масса, кг	110	150	210

### ПЕЧАТИ КОНУСНЫЕ типа ПСК

#### НАЗНАЧЕНИЕ:

Печать конусная типа ПСК предназначена для определения положения инструмента или оборудования в колонне труб, а также определения дефектов колонны.

**КОНСТРУКЦИЯ:**

Печать представляет из себя корпус , залитый свинцом. Для предотвращения отделения и поворота свинца на корпусе предусмотрены кольцевые выступы с пазами.


**ПЕЧАТЬ КОНУСНАЯ тип ПСК**

Шифр типоразмера	Наружный диаметр печати, мм	Мин диаметр конуса, мм	Угол конуса	Диаметр промывочного отверстия	Присоединительная резьба
ПСК -41	41,2	6	10	-	Ш-19
ПСК -45	44,5	10	10	-	Ш-19
ПСК -54	54	18	10	-	3-38
ПСК -57	57,2	20	10	5	3-38
ПСК -70	69,8	26	10	5	3-38
ПСК -89	88,9	26	10	5	3-66
ПСК -98	98,4	28	10	5	3-76
ПСК -105	104,8	34	10	10	3-76
ПСК -121	120,7	36	10	10	3-76
ПСК -140	139,7	40	10	10	3-88
ПСК -203	203,2	60	10	26	3-117
ПСК -216	215,9	76	10	26	3-117
ПСК -292	292,1	78	15	38	3-133
ПСК -299	298,5	84	15	38	3-133

## ПЕЧАТИ ТОРЦОВЫЕ типа ПСТ

### НАЗНАЧЕНИЕ:

Печать торцовая типа ПСТ предназначена для определения положения инструмента или оборудования в колонне труб.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Печать представляет из себя: корпус залитый свинцом. Для предотвращения отделения и поворота свинца на корпусе предусмотрены Т-образная расточка и проушины.



## ПЕЧАТИ ТОРЦОВАЯ тип ПСТ

Шифр типоразмера	Наружный диаметр печати, мм	Мин диаметр конуса, мм	Диаметр промывочного отверстия	Присоединительная резьба
ПСТ -41	41,2	6	-	Ш-19
ПСТ -45	44,5	10	-	Ш-19
ПСТ -54	54	18	-	3-38
ПСТ -57	57,2	20	5	3-38
ПСТ -70	69,8	26	5	3-38
ПСТ -89	88,9	26	5	3-66
ПСТ -98	98,4	28	5	3-76
ПСТ -105	104,8	34	10	3-76
ПСТ -121	120,7	36	10	3-76
ПСТ -140	139,7	40	10	3-88



ПСТ -203	203,2	60	15	3-117
ПСТ -216	215,9	76	15	3-117
ПСТ -292	292,1	78	15	3-133
ПСТ -299	298,5	84	15	3-133

### **ТРУБОРЕЗЫ СКВАЖИННЫЕ 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.

#### **КОНСТРУКЦИЯ:**

Труборез внутренний состоит из: корпуса, трех резцов установленных шарнирно в продольных пазах корпуса, клинового устройства подачи резцов с подшипником скольжения и пружиной для обеспечения легкой и плавной передачи усилия на резцы, трех плашек заякоряющего узла, перемещающихся по продольным наклонным пазам типа «ласточкин хвост» и обеспечивающих заякорение трубореза в разрезаемой трубе на любой заданной глубине, штока корпуса, наконечника, блока фрикционных пружин или плашек с устройством фиксации заякоряющего узла в транспортном положении.



### **ТРУБОРЕЗЫ ВНУТРЕННИЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ типа РВ**



Шифр типоразмера трубореза	<b>PB 48</b>	<b>PB 60</b>	<b>PB 73</b>	<b>PB 89</b>	<b>PB 102</b>	<b>PB 114</b>	<b>PB 127</b>	<b>PB 140</b>
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	<b>PB 146</b>	<b>PB 168</b>	<b>PB 178</b>	<b>PB 194</b>	<b>PB 219</b>	<b>PB 245</b>	<b>PB 273</b>	<b>PB 299</b>
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

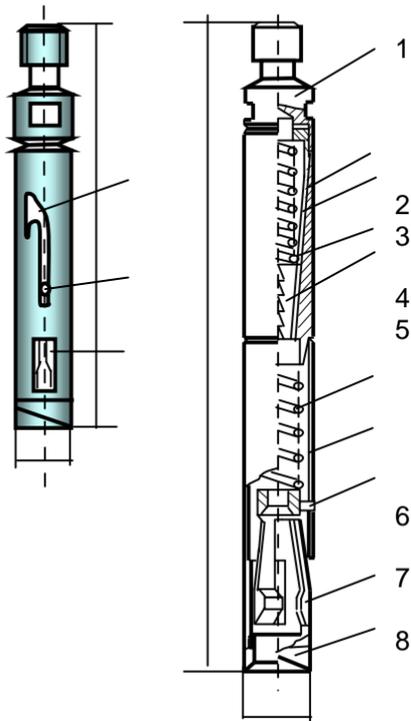
## ШТАНГОЛОВИТЕЛИ ТИПА ШК

### НАЗНАЧЕНИЕ:

Предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны насосных штанг и устьевых штоков.

### КОНСТРУКЦИЯ:

Штанголовитель состоит из переводника 1, нижнего 6 и верхнего 2 корпусов, соединенных между собой резьбой, нижней 7 и верхней 3 пружин, направляющего винта 8, цанги 9, вилки 4, плашек 5 и воронки 10. На внутренней конической поверхности верхнего корпуса предусмотрена вилка с плашками для ловли штанг за тело. Плашки, перемещающиеся внутри корпуса на перьях вилки, удерживаются в крайнем нижнем положении с помощью верхней пружины.





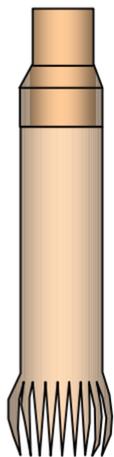
## Техническая характеристика штанголовителей типа ШК

Типоразмер штанголовителя	Усл. диаметр НКТ в кот. произв. ловля, мм	Диаметр элементов ловимых насосных штанг (ГОСТ13877-90),мм			Грузоподъемность	Основные размеры		Масса, кг
		тела	головки	муфты		D	L	
ШК 47/19	60	12*19	26-36	26-38	6	47	693	4,9
ШК 47/19-1	60	12*19	26-36	26-38	6	47	540	3,6
ШК 57/22	73	12*22	26-43	26-46	10	57	762	5,7
ШК 57/22-1	73	12*22	26-43	26-46	10	57	607	4,1
ШК 69/36	89;114	16-36	36-52	38-57	14	69	866	8,5
ШК 69/36-1	89;114	16-36	36-52	38-57	14	69	703	6



### Другие виды ловильного инструмента

Предназначены для захвата и подъема предметов, упавших на забой, для извлечения из скважины кабеля УЭЦН и рыхления и подъема сальников



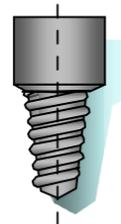
Паук ловильный



«Мятая труба»



Крючок ловильный



Штопор - рыхлитель



## 10. Кислотная обработка пласта

### **Технические средства, необходимые для осуществления работ.**

Для проведения работ по приготовлению и закачке кислот необходимо следующее оборудование:

- Насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотника.
- Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А.
- Автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды.
- Осреднительная емкость.

### **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:

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

где:

$V_{\text{к.с.}}$  — потребный объем кислотного состава,  $\text{м}^3$ ;

$H$  — 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 глиноукислоты

Глиноукислотная 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 м<sup>3</sup> рабочего кислотного раствора с заданной концентрацией (указанной в плане работ), рассчитывается по формуле:

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

где:

**V** - объем исходной (товарной) соляной кислоты в м<sup>3</sup> для приготовления 1 м<sup>3</sup> рабочего кислотного раствора с заданной концентрацией

**A** - содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре с заданной концентрацией

**A<sub>T</sub>** - содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре товарной соляной кислоты.



### Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 15 °С.

Таблица 1

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %	Содержание HCl 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%.

Количество 100% HF (А в кг) необходимое для получения 1 м<sup>3</sup> глинокислоты с содержанием в % HF в солянокислотном растворе с заданной плотностью ρ (соответствующей по таблице 1. заданной концентрации соляной кислоты) находят из выражения:

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



Необходимый объем товарной плавиковой кислоты для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора глиноукислоты находят по формуле:

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

**Плотность раствора плавиковой кислоты различных концентраций при 15 °С**

Таблица 2

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HF, %	Содержание HF в 1 л, кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	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



### Плотность раствора уксусной кислоты различных концентраций при 15°С.

Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг	Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг
0,9996	1	0,010	1,0288	22	0,226
1,0012	2	0,020	1,0301	23	0,237
1,0026	3	0,030	1,0313	24	0,248
1,0040	4	0,040	1,0326	25	0,258
1,0055	5	0,050	1,0338	26	0,269
1,0069	6	0,060	1,0349	27	0,279
1,0083	7	0,071	1,0361	28	0,290
1,0097	8	0,081	1,0372	29	0,301
1,0111	9	0,091	1,0384	30	0,312
1,0125	10	0,101	1,0395	31	0,322
1,039	11	0,112	1,0406	32	0,333
1,0154	12	0,122	1,0417	33	0,344



## Кислотная обработка пласта

Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг	Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг
1,0168	13	0,132	1,0428	34	0,355
1,0182	14	0,143	1,0438	35	0,365
1,0195	15	0,153	1,0449	36	0,376
1,0209	16	0,163	1,0459	37	0,387
1,0223	17	0,174	1,0469	38	0,398
1,0236	18	0,184	1,0479	39	0,409
1,025	19	0,195	1,0488	40	0,420
1,0263	20	0,205	1,0498	41	0,430
1,0276	21	0,216	1,0507	42	0,441
1,0516	43	0,452	1,0696	75	0,802
1,0525	44	0,463	1,0698	76	0,813
1,0542	4	0,485	1,0700	78	0,835
1,0551	46	0,496	1,0700	79	0,845
1,0559	47	0,507	1,0700	80	0,856



## Кислотная обработка пласта

Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг	Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг
1,0575	48	0,529	1,0699	81	0,867
1,0582	50	0,540	1,0698	82	0,877
1,0590	51	0,551	1,0696	83	0,888
1,0597	52	0,562	1,0693	84	0,898
1,0604	53	0,573	1,0689	85	0,909
1,0611	54	0,584	1,0685	86	0,919
1,0618	55	0,595	1,0680	87	0,929
1,0631	58	0,617	1,0675	88	0,939
1,0642	60	0,639	1,0668	89	0,950
1,0653	62	0,661	1,0661	90	0,960
1,0662	64	0,682	1,0652	91	0,969
1,0671	66	0,704	1,0643	92	0,979
1,0675	67	0,715	1,0632	93	0,989
1,0678	68	0,726	1,0619	94	0,998



Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг	Плотность, Г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH, %	Содержание CH <sub>3</sub> COOH в 1л, кг
1,0682	69	0,737	1,0605	95	1,007
1,0685	70	0,748	1,0588	96	1,016
1,0687	71	0,759	1,0570	97	1,025
1,0690	72	0,770	1,0549	98	1,034
1,0693	73	0,781	1,0524	99	1,042
1,0694	74	0,791	1,0498	100	1,050

### Химические реагенты, применяемые при кислотных обработках.

**Уксусная кислота (CH<sub>3</sub>COOH)** 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.



**Сульфенол** — 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.

### Продукты реакций различных кислот

**Простая солянокислотная обработка (СКО) скелета породы.**

Основным объектом взаимодействия соляной кислоты с породой являются карбонатные материалы — известняк или доломит, в том или ином количестве содержащиеся в цементирующих веществах породы. При этом происходят следующие основные реакции:

*при воздействии на известняк*



*при воздействии на доломит*



Хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлористый магний ( $\text{MgCl}_2$ ) — хорошо растворимые в воде соли. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) при пластовом давлении

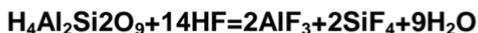


растворяется в воде. При обработке соляной кислотой нагнетательной скважины, продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта.

### **Глинокислотная обработка (ГКО).**

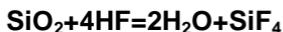
**Глинокислотой называется смесь соляной и плавиковой кислот.**

Особенностью глинокислотной обработки является быстрая реакция плавиковой кислоты с алюмосиликатным материалом цемента породы, обусловленная в значительной степени огромной площадью поверхности контактирующих материалов.



Образовавшийся фтористый кремний, реагируя с водой образует по мере снижения кислотности раствора студнеобразный гель.

Реакция плавиковой кислоты с кварцем, из которого состоят зерна песчаника, протекает настолько медленно, что не представляет практического интереса.



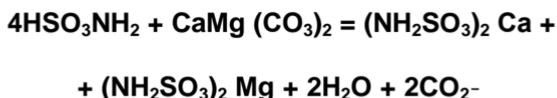
Для предупреждения образования в поровом пространстве пласта геля кремниевой кислоты плавиковая кислота применяется только в смеси с соляной. При этом концентрация соляной кислоты выдерживается в интервале 8-10%, концентрация плавиковой - не выше 3%.



**При взаимодействии плавиковой кислоты с карбонатами происходит образование нерастворимого осадка фтористого кальция.**

**Водные растворы сульфаминовой кислоты.**

Воздействие водных растворов сульфаминовой кислоты на карбонатные породы (известняки и доломиты) аналогично соляной кислоте. Растворение кальцита и доломита в  $\text{HSO}_3\text{NH}_2$  идет согласно следующим уравнениям реакции:



Кальциевые и магниевые соли, образующиеся в продуктах реакции сульфаминовой кислоты, хорошо растворимы в воде даже в большей степени, чем кристаллы самой кислоты. Отсюда следует, что нет оснований опасаться вторичного закупоривания этими солями образующихся фильтрационных каналов.

Одним из свойств сульфаминовой кислоты является ее склонность к гидролизу при повышении температуры окружающей среды. Водные растворы сульфаминовой кислоты устойчивы в условиях комнатной температуры, а при повышении ее, начиная с  $+40^\circ\text{C}$ , возникает гидролиз:



В процессе гидролиза, как это следует из течения реакции, из раствора  $\text{HSO}_3\text{NH}_2$  выпадает белый рыхлый нерастворимый осадок и снижается растворимость карбонатной составляющей породы.



Лабораторные исследования показывают, что нарастание гидролиза происходит прямо пропорционально времени выдержки раствора сульфаминовой кислоты в условиях повышенной (по отношению к пороговому значению) температуры, а также по мере нарастания последней. Так, полный (100 %) гидролиз  $\text{HSO}_3\text{NH}_2$  происходит после 8-9 часовой выдержки кислоты при температуре 75-80 °С. Исходя из этого, невозможно применение сульфаминовой кислоты для кислотных ванн. При закачке же в пласт время реагирования кислоты значительно меньше времени ее гидролиза.



### Составы композиций для обработок скважин для терригенных коллекторов

№ п/п	Наименование обработки	Способ эксплуат. скв.	Содержание в 1 м <sup>3</sup> р-ра																	1 м перф.	Т реакци, мин	Примечание
			HCl (ж)		HF (ж)		БСК (тв)		БФА(тв)		Укс. к-та		КРОТ (тв)		ПАВ (ж или тв)		NaOH (тв)					
			%	м <sup>3</sup>	%	м <sup>3</sup>	%	т	%	т	%	т	%	т	%	м <sup>3</sup>	%	т				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
			Обработка призабойной зоны																			
1	Глинокислотная обработка (ГКО)-1 или	Нефт.	12	0,35	4	0,1					0,1	0,01	3	0,032	1,0	0,01				0,5	6	Продать в пласт с последующ
	Глинокислотная обработка (ГКО)-2	Нагн.	12	0,35					10	0,1	0,1	0,01	3	0,032	1,0	0,01				1,0		



## Кислотная обработка пласта

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2	Обработка композицией БСК (ОБСК) – 1 или	Нефт					15	0,16	5	0,05	0,1	0,01	3	0,032	1,0	0,01			0,5	6	
	Обработка композицией БСК (ОБСК)-2	Нагн.			4	0,1	115	0,16			0,1	0,01	3	0,032	1,0	0,01			1,0		
3	Солянокислотная обработка (СКО)	Нефт	15	0,49							0,1	0,01	3	0,032	0,5	0,005			0,5	30	****
		Нагн.	15	0,49							0,1	0,01	3	0,032	0,5	0,005			1,0		
4	Обработка композицией КРОТ (ОКРОТ)	Нефт							5	0,05			15	0,16	1,0	0,01			1,0	12 ч.	****
		Нагн.							5	0,05			15	0,16	1,0	0,01			1,0		



## Кислотная обработка пласта

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
5	Обработка ПАВ (превоцелл, дисольван)	Нефт.													1,0	0,010			1,0	24 ч.		
	сульфанол	Нагн.													1,0	0,010			1,0			
Очистка призабойной зоны																						
	(Разглинизация после бурения)																					
1	Глинокислотная обработка (ГКО)-1 или		12	0,35	4	0,1					0,1	0,01			1,0	0,010				0,50	8	Вымыть продукты реакции
	Глинокислотная обработка (ГКО)-2		12	0,35					10	0,1	0,1	0,01			1,0	0,010						
2	Обработка композицией БСК (ОБСК)						15	0,15	5	0,05	0,1	0,01			1,0	0,010			0,50	10	""	



## Кислотная обработка пласта

3	Солянокислотная обработка (СКО)		12	0,35							0,1	0,01			0,5	0,005			0,50	10	
---	---------------------------------	--	----	------	--	--	--	--	--	--	-----	------	--	--	-----	-------	--	--	------	----	--

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	Обработка композицией КРОТ (ОКРОТ)								5	0,05			15	0,16	1,0	0,01			0,50	12	""
5	Обработка NaOH																7	0,25	0,50	8	""
6	Обработка БФА								20	0,2					1,0	0,01			0,50	8	""



### Кислотные составы для освоения скважин и повышения их продуктивности карбонатных коллекторов

<b>№ П/П</b>	<b>Реагент</b>	<b>Категория скважин и особенности обработки</b>	<b>Состав раствора</b>	<b>Основные условия применения</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Ингибированный солянокислотный раствор	Добыв. и нагн. скв.; кислотные ванны и первичные обработки ПЗП	10-16%-ный раствор и ингибитор	Tдо60°C
2	Соляная кислота улучшенной фильтруемости	Добывающая и нагнетательная скв.; обработка ПЗП	По П.1+ПАВ гидрофобизатор для добыв. скв.; для нагн. скв. - гидрофилизатор. Концентрация ПАВ 0,10-0,025 % масс.	Слабопроницаемый коллектор, загрязненный минеральной взвесью
3	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 кислоты	Железосодержащие коллектора. Нагн. скважины для сброса сточных вод



## Кислотная обработка пласта

1	2	3	4	5
4	Состав для сульфанизированных карбонатов	Добывающая и нагнетательная скв.; обработка ПЗП	По пп. 1, 2 и 3, затворенный на пластовой воде хлоркальциевого типа с плотностью 1,18 г/см <sup>3</sup> и более или на технической воде, содержащей 6-7% поваренной соли, 5-10% хлористого кальция, 3-4% сульфатов калия и магния	Коллектора содержат соединения сульфатов
5	Состав для ангидридов	Обработка ПЗП добыв, и нагн. скв.	По пп. 1 и 2, содержащих $KNO_3$ 6-10%	Воздействие на ангидритосодержащие породы
6	Концентрированная соляная кислота	Обработка ПЗП добыв, и нагн. скв. с необсаженными продуктивными пластами	Состав: HCl - 25-35%; ингибитора В-2 - 2,0-3,5%; ОП-10 - 0,05-0,15%	Коллектора, содержащие "легкие" нефти, слабоминерализованная вода.



## Кислотная обработка пласта

				Тдо165°С
7	Газированная кислота	Обработка ПЗП добыв, и нагн. скв.	Составы HCl по пп. 1-6, газированные азотом, углекислым газом и воздухом	Пористые и трещиноватые коллектора, загрязненные минеральной взвесью
8	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 тре-щиновато-кавернозные коллектора
9	Гидрофобная кислотная эмульсия на основе светлых нефтепродуктов	Добывающая скв. Обработка ПЗП	60-70%-ный раствор HCl по пп. 1-6; 40-30% светлых нефтепродуктов и 0,5-1,0% эмульгатора	Трещиноватые и тре-щиновато-кавернозные коллектора при T= 70-170°С



## Кислотная обработка пласта

1	2	3	4	5
10	Гидрофобная нефтекислотная эмульсия	Добывающая скв. Обработка ПЗП	50-70%-ный раствор HCl по пп. 1-6; 30-50% нефти, содержащей 2-4% асфальтенов, 6-10% силикагелевых смол, до 6% парафина; ПАВ типа ОП-10 -).1-0,2%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при T=60-90°C
11	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
12	Сульфаминовая кислота	Добывающая и нагнетательная скв. Обработка ПЗП	10-15% раствор $\text{HSO}_3\text{NH}_2$ и 0,1-0,2% ПАВ	Сульфат- и железосодержащие пористые коллектора при T до 60°C



1	2	3	4	5
13	Уксусная кислота	Добывающая скв. Обработка ПЗП	10%-ный раствор уксусной кислоты	^ Сульфат- и железосодержащие пористые коллектора при T до 90°C
14	Оксидат	Тоже	Водные растворы оксидата в соотношениях от 1:1 до 1:3	Низкопроницаемые пористые коллектора
15	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 корок

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



### Расчет объема СКВ

1.1. Потребность кислотного состава определяется из соотношения:

$$V^1_{\text{к.с.}} = (\pi \cdot D_{\text{ск}}^2 / 4) \cdot H$$

где :

$V^1_{\text{к.с.}}$  - потребный объем кислотного состава, м<sup>3</sup>;

$D_{\text{ск}}$  - диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной трубы,

$H$  - толщина интервала обработки, м.

Пусть расстояние от кровли перфорированного интервала до забоя (толщина интервала обработки)  $H$  составляет 30метров.

Внутренний диаметр обсадной трубы  $D = 0,126\text{м}$  (146мм колонна)

Необходимый объем состава будет равен:

$$V_{\text{кс}} = (3,14 \cdot 0,126^2 / 4) \cdot 50 = 0,623\text{м}^3$$

Для расчета воспользуемся таблицей плотности раствора соляной кислоты различных концентраций при 15°С удельный расход товарной кислоты для приготовления 1м<sup>3</sup> раствора определяется безразмерной формулой :

$$V_{\text{т}} = A / A_{\text{т}} \quad \text{м}^3$$

где :

$V_{\text{т}}$  – объем товарной кислоты

$A$  – содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре кислоты с заданной концентрацией 15% (по таблице  $A = 0,163$ ).

$A_{\text{т}}$  – содержание в килограммах 100% соляной кислоты в 1 литре товарной соляной кислоты с концентраций, замеренной при температуре в 15



градусов Цельсия. (о температурной поправке, подробнее ниже).

$$V_t = 0,163 / 0,328 = 0,497 \text{ м}^3$$

Для приготовления 0,623 м<sup>3</sup> раствора потребуется:

$$V_t = 0,623 * 0,497 = 313 \text{ литров товарной кислоты.}$$

Расчет объема товарной уксусной кислоты проводится по таблице плотности раствора уксусной кислоты различных концентраций при 15°C и по формуле:

$$V_{ту} = 10 * n * p / A_{ту}$$

Где :

**V<sub>ту</sub>** – объем товарной уксусной кислоты в литрах.

**n** - количество уксусной кислоты в рабочем растворе в % (3%)

**p**- заданная плотность раствора соляной кислоты. (1,075 г/см<sup>3</sup>)

**A<sub>ту</sub>** – содержание 100% уксусной кислоты в килограммах в литре товарной уксусной кислоты (при 80% товарной кислоте A<sub>ту</sub> = 0,860)

$$V_{ту} = 10 * 3 * 1,075 / 0,860 = 37,5 \text{ литров}$$

Расчет объема ингибитора коррозии. Рекомендации по дозировкам ингибиторов коррозии обычно даются по товарной форме реагента. Добавка традиционно применяемого ингибитора Додикор составляет 0,5%.

$$V_{ик} = 10 * k * V_{кк} \text{ литр.}$$

Где:

**V<sub>ик</sub>** – объем ингибитора коррозии в литрах

**k** – рекомендуемая концентрация ингибитора %

**V<sub>кк</sub>** – расчетный объем кислотного состава м<sup>3</sup>



$$V_{ик} = 10 * 0,5 * 0,623 = 3,1 \text{ литра.}$$

Расчет объема воды для приготовления раствора:  
Для расчета используем объем кислотного состава в литрах (623 литра)

$$V_{в} = V_{кк} - V_{т} - V_{ту} - V_{ик}$$

Где:

**$V_{в}$**  – объем воды в литрах

**$V_{кк}$**  – объем кислотного состава в литрах (623л)

**$V_{т}$**  – объем товарной соляной кислоты в литрах  
(497л)

**$V_{ту}$**  – объем товарной уксусной кислоты в литрах  
(37,5л)

**$V_{ик}$**  – объем товарного ПАВ-ингибитора коррозии в литрах(3,1л)

$$V_{в} = 623 - 497 - 37,5 - 3,1 = 85,4 \text{ литра}$$



### Ингибиторы для снижения коррозионной активности соляной кислоты.

Ингибитор	Оптимальная добавка к объему кислотного раствора, %	Диапазон температур, °С	Кратность снижения коррозии
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
В-2	0,05- 0,1	60-100	100
Формалин	0,06 – 0,8	60 – 100	7 – 8
Уникол ПБ5	0,25 – 0,5	45 – 60	31 – 42
Карбозолин О	0,05 – 0,1	80 – 100	37 – 38
Марвелан КО	0,05 – 0,1	80 – 100	-
ГИПХ-1,ГИПХ-2	0,05 – 0,1	80 – 100	-
ХОСП-10	0,2	100	6 – 8
Катапин А	0,05 – 0,1	80 – 100	48 – 67
Катапин К	0,05 – 0,1	80 – 100	43 – 59
Катамин А	0,05 – 0,1	80 – 100	47 – 38
Уротропин	0,2 – 0,25	75 – 100	7 – 8



<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
ПБ-5+ уротропин	1,0 + 1,0	80 – 100	30
ПБ –5 + уротропин + катапин	0,5 + 0,5 +0,5	80 - 100	40
Реагент И – 1 – А + уротропин	1,0 + 1,0	75 - 100	90
МГ – 130	0,5 + 1,0	60 - 150	100
И – 2 – В	0,5 – 1,0	80 - 100	95 – 99
Север – 1	0,5 – 1,0	80 - 100	95 – 99



## 11. Цементирование скважин

Количество материалов для цементирования

1. Объем тампонажного раствора:

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

Где:

*k* — коэффициент кавернозности (объемный коэффициент — отношение фактического объема скважины к номинальному);

*D* — номинальный диаметр скважины, м;

*d<sub>н</sub>* — наружный диаметр колонны, м;

*d<sub>в</sub>* — внутренний диаметр колонны, м;

*L* — длина участка заколонного пространства, заполняемого тампонажным раствором, м;

*l<sub>цс</sub>* — длина цементного стакана, м.

2. Количество тампонажного материала:

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

Где:

$\gamma_{ц}$ ,  $\gamma_B$ ,  $\gamma_p$ , — плотность соответственно сухого цемента (или смеси), жидкости затворения и тампонажного раствора, г/см<sup>3</sup>.

3. Объем тампонажного раствора  $V_1$ ,  
приготовленного из 1т сухого цемента (смеси):



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

$m$  — 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 <sup>3</sup>			
облегченного		утяжеленного	
обозначение средней плотности	Плотность ± 0,04	обозначение средней плотности	Плотность ± 0,04
Об 4	1,40	Ут0	2,00
Об 5	1,50	Ут1	2,10
Об 6	1,60	Ут2	2,20
-	-	Ут3	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 , 1-N:

- 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
<b>1. Прочность при изгибе, МПа, не менее, в возрасте:</b>					
1 сут.	—	—	3,5	—	—
2сут.	2,7	0,7	—	1,0	2,0
<b>2. Тонкость помола:</b>					
остаток на сите с сеткой №008 по ГОСТ 6613, не более	12,0	10,0	15,0	12,0	12,0
удельная поверхность, м <sup>2</sup> /кг, не менее	270	—	250	—	230
<b>3. Водоотделение, мл, не более</b>	<b>8,7</b>	<b>7,5</b>	<b>8,7</b>	<b>7,5</b>	<b>10,0</b>
<b>4. Растекаемость цементного теста, мм, не менее, для цемента:</b>					
Не пластифицированного	200	—	200	—	—
Пластифицированного	220	—	220	—	—
<b>5. Время загустевания до консистенции 30Вс, мин, не менее</b>			90		



### Требования к физико-механическим показателям цементов 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°С	2,1	—
60°С	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/см <sup>3</sup>	Галлон/мешок	М <sup>3</sup> / Т	фут	м	
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	27-127
E	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	6000- 14000	1830- 4270	27-127
F	4,3	0,38	16,2	1,94	7,85	0,697	10000-16000	3050- 4880	110-160
G (основной)	5,0	0,44	15,8	1,89	8,60	0,764	0-8000	0-2440	27-93
H (основной)	4,3	0,38	16,4	1,97	7,85	0,697	0-8000	0-2440	27-93
J (спец.)	4,8	0,42	15,4	1,84	8,26	0,733	12000-16000	3660- 4880	127-160



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

1. Вес бентонита (кг):

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

Где:

- $P_{цр}$**  — плотность гельцементного 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  $P_{цр} = 1,50$  г/см<sup>3</sup>,  $m = 0,5$ ,  $z = 21,2$ . 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
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
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
1,75	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
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

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
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Плотность тамп. р-ра, кг/м <sup>3</sup>					
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	



1	2	3	4	5	6
Водоотдача р-ра норм, плотности $T = 22^{\circ}\text{C}$ , $\Delta P = 0,7$ , МПа, см <sup>3</sup> /30 мин при производстве ГРП без пр-ва ГРП	не предъявляются	не предъявляются	не предъявляются	не более 100 не более 150	Инструкция по креплению скважин
Время загустевания, мин	—	на 25% больше расчетного времени цементирования, но не менее чем на 30 и не более чем на 90 мин.			Инструкция по креплению скважин
Сроки схватывания, ч:					Необходимость набора прочности камня не менее 1,0 МПа при изгибе за время ОЗЦ
начало, не более	8	—	—	—	
конец, не более	12	—	—	—	



1	2	3	4	5	6
Реологические параметры р-ров:					Фактические показатели растворов Определены на приборе типа ВСН-3 при $T=22\pm 2^{\circ}\text{C}$
нормальной плотности $h$ , мПа $\cdot$ с $t_0$ , дПа	40—60 75—95	40—60 75—95	40—80 75—120	60—180 100—250	
Облегченного $h$ , мПа $\cdot$ с $t_0$ , дПа	—	20—50 40—100	20—50 40—100	20—50 40—100	
Прочность цем. камня норм. плотности при изгибе, Мпа не менее:					ГОСТ 1581-96, для промежуточных и эксплуатационных колонн требования на основе лабораторных данных
через 48 ч	$T=22^{\circ}\text{C}$ 2,7	$T=22^{\circ}\text{C}$ 2,7	$T=40^{\circ}\text{C}$ 3,0	$T=60^{\circ}\text{C}$ —	
через 24 ч	—	—	—	3,5	
Прочность цем. камня из облегчен, р-ра при изгибе, МПа, не менее через 48 ч		$T=22^{\circ}\text{C}$ 0,7	$T=22^{\circ}\text{C}$ 0,7	$T=35^{\circ}\text{C}$ 1,0	



### ПОНЯТИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

**МЕШОК ЦЕМЕНТА** — мешок весом 50 кг

**ПЛОТНОСТЬ СУХОГО ЦЕМЕНТА** — вес материала на единицу объема сухого цемента ( $\text{т}/\text{м}^3$ ). Таким образом, насыпная плотность сухого цемента - это фактический объем материала плюс объем воздуха, захваченного между частицами материала. Величина используется для расчетов при приготовлении смеси и расчета стоимости транспортировки.

**АБСОЛЮТНАЯ ПЛОТНОСТЬ** — фактическая плотность частиц материала ( $\text{г}/\text{см}^3$ ), которая также приблизительно равна удельному весу ( $\gamma$  которого нет единиц измерения).

**АБСОЛЮТНЫЙ ОБЪЕМ** — объем материала на единицу веса ( $\text{м}^3/\text{т}$ ). Учитывается только фактический объем материала, без воздуха, захваченного между частицами материала. Таким образом, абсолютный объем - это объем, занимаемый только частицами материала, и может быть рассчитан исходя из абсолютной плотности или удельного веса.

**ВОДОПОТРЕБНОСТЬ** — нормальный объем воды — это количество воды, требуемое для приготовления цементной смеси с консистенцией 11 Вс, достигаемой через двадцать минут после затворения на воздухе. (Также встречается термин "Оптимальный объем воды")

— максимальный объем воды — это количество воды, требуемое для приготовления цементной композиции с максимальным содержанием свободной воды (1%/г); определяется анализом водоотделения свободной воды в 250 мм стакане с делениями.



- минимальный объем воды — это количество воды, требуемое для приготовления цементной смеси с консистенцией 30 Вс, достигаемой через двадцать минут после затворения на воздухе.

**NOWPOZ** — стандартизированная зольная пыль, со средней абсолютной плотностью частиц  $2200 \text{ кг/м}^3$  и насыпной плотностью  $1,129 \text{ óл}^3$ .

**ГЕЛЬ** — специально разработанная марка бентонита для цементирования нефтяных скважин.

**ТИП РАСТВОРА** - определяется тремя показателями.

- 1-й показатель - абсолютный объем зольной пыли;
- 2-й показатель - абсолютный объем цемента;
- 3-й показатель - процентное содержание геля от общего веса золы и цемента.

**Пример:**

2:1:8 — означает два абсолютных объема золы (583 кг/т), один абсолютный объем цемента (417 кг/т) и 8% геля от общего веса золы и цемента (80 кг/т).

Поэтому, одна тонна смеси 2:1:8 состоит из 1080 кг сухой смеси компонентов.

**ВЕС РАСТВОРА** — плотность раствора в  $\text{кг/м}^3$  (фунтов/гал. США), определяемая фактическим весом компонентов смеси и воды и их абсолютными объемами.

**Пример:** для смеси 2:1:8 объем раствора составляет  $1,303 \text{ м}^3$  на тонну сыпучего материала. Общий вес раствора ( $1,303 \text{ м}^3$ ) составляет 1,956 т, из которых 583 кг - зольная пыль, 417 кг - цемент, 80 кг - гель и 876 кг - вода ( $0,876 \text{ м}^3$ ). Плотность цементной смеси составляет  $1,956 \text{ т}/1,303 \text{ м}^3$  или  $1501 \text{ кг/м}^3$  ( $12,5 \text{ \#/U.S. gal.}$ )



**ВЫХОД РАСТВОРА** — объем раствора в м<sup>3</sup> на тонну сухого цементирующего материала (или специальной смеси). При затвердевании объем раствора не изменяется ( $\pm 1\%$ ) в зависимости от типа смеси и использованных добавок.

**Пример:** Выход цементной смеси 2:1:8 составляет 1,303 м<sup>3</sup>/т. Он определяется абсолютным объемом каждого из компонентов смеси: цемент - 417 кг/т занимает 0,132 м<sup>3</sup>, зола - 583 кг/т занимает 0,265 м<sup>3</sup>, гель - 80 кг/т занимает 0,030 м<sup>3</sup> и вода - 876 кг/т занимает 0,876 м<sup>3</sup> с общим объемом смеси 1,303 м<sup>3</sup>

**ДОБАВКИ:** Добавки применяются в процентном отношении от общего веса цементирующего материала (или специально разработанной смеси) за исключением хлорида натрия и хлорида калия, которые добавляются по весу воды. Следующие добавки используются для изменения свойств цемента:

Турбулизаторы	T-10, T-11
Понизители водоотдачи	D-19, D-20, D-21
Замедлители схватывания цемента	R-5, R-55
Ускорители схватывания цемента	CaСЬ, NaCl, KCl

### ЦЕМЕНТНЫЕ СМЕСИ NOWSCO

В приведенных ниже таблицах даны свойства различных цементовочных материалов, которые необходимо знать для расчета объемов воды, выхода и плотности цементного раствора. Также приводится список свойств цементных смесей NOWSCO. Ниже даны объяснительные комментарии по используемым значениям.

#### Свойства цемента

Для расчета выхода и плотности цементного раствора используются абсолютный объем или абсолютная



плотность (удельный вес) цемента и объем воды. Удельный вес цемента класса «А» и класса «G» варьируется от 3,14 до 3,17, соответственно, за оптимальную среднюю величину принимается значение 3,15 для обоих классов цемента. Объем воды, требуемый для замеса цементов класса А и класса G дается по стандартам АНИ - 46% и 44% соответственно.

### **Смеси «Nowpoz»**

В расчетах выхода цементных смесей «Nowpoz» принимается удельный вес зольной пыли 2,20, однако, при использовании готовых цементных смесей, в состав которых входит зольная пыль «Форестбург» выход рассчитывается с удельным весом 2,00. Это связано с тем, что под давлением многие пузырьки газа в зольной пыли лопаются, что приводит к увеличению удельного веса приблизительно до 2,2. Испытания под давлением ряда проб показали удельный вес под давлением в пределах от 2,1 до 2,3. По этой причине все смеси «Nowpoz» основываются на удельном весе 2,20. Объем воды, требуемый для приготовления этих цементных смесей, рассчитан с учетом 46% воды от общего объема золы в качестве оптимального объема воды для зольной пыли.

### **Гель-цемент**

При расчете выхода гель-цементной смеси величина 2,63 принимается за удельный вес бентонита. Эта величина точно определена для чистого сухого бентонита, но, поскольку технические спецификации гель-цемента АНИ допускают до 12% влажности, то фактическая абсолютная плотность будет несколько ниже этой величины, что не окажет значительного влияния на расчет выхода раствора. Необходимый объем воды для геля определяется АНИ как 530% от общего веса геля. В некоторых случаях может возникнуть необходимость в дополнительном разбавлении раствора водой. Поэтому в таблице



приводятся показатели необходимого объема воды по АНИ из расчета 530% и 700% от веса гель-цемента.

### **Специальные смеси**

Одна тонна специальной цементной смеси включает все материалы (цементные и нецементные) в зависимости от назначения смеси.

Для расчета выхода этих смесей необязательно используется оптимальный объем воды, а учитывается необходимый объем воды для получения требуемой консистенции и прочностных свойств.



**ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТА И ЦЕМЕНТНЫХ ДОБАВОК**

КОМПОНЕНТ	УДЕЛЬНЫЙ ВЕС	НЕОБХОДИМОЕ КОЛИЧЕСТВО ВОДЫ, КГ/Т	ПЛОТНОСТЬ СУХОГО ЦЕМЕНТА, Т/М <sup>3</sup>	АБСОЛЮТНЫЙ ОБЪЕМ, М <sup>3</sup> /Т
Цемент класса "А"	3,15	460	1,44	0,3175
Цемент класса "G"	3,15	440	1,44	0,3175
Nowroz (Зола)	2,20	460	1,12	0,4545
Гель	2,60	5300	0,96	0,3846
Солеустойчивая глина	2,50	5300	0,95	0,4000
Силикатная мука	2,63	285	1,12	0,3802
Цементное фондю	3,23	400	1,44	0,3096
Обожженная глина	2,60	395	1,335	0,3846
Гильсонит	1,07	333	0,80	0,9346
Барит	4,23	220	2,16	0,2364
Гематит	5,02	30	3,09	0,1992
N.S. 2000	0,37	1750	0,24	2,7027
N.S. 7000	0,70	650	0,40	1,4286
Гур-Сет (Гипсоцемент)	2,70	400	1,20	0,3704
Слюда	2,87	—	0,32	0,3484
Целлофановые хлопья	1,3/1,4	—	0,4	0,72/0,76
Песок(SFS)	2,63	—	1,720	0,3802



Хлорид кальция	1,96	—	0,81	0,5102
Вода	1,00	—	1,00	1,0000
Диатомовая земля	2,00	—	0,17	0,5000
Антралит	1,30	29,2-63,8	0,786	0,7692
Антрабридж	1,30	450 333	0,741	0,7692
Хлорид натрия (% содержания добавки по весу воды)	2,165	—	1,407	
5%				0,3067
10%				0,3201
15%				0,3316
18%				0,3377
20%				0,3413
25%				0,3492
30%				0,3552
35%				0,3594
37% (насыщенный)				0,3606



**УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ - ЦЕМЕНТ КЛАССА "G"**

Глубина, м	Статическая температура на забое, °С	Тцирк на забое °С	Забойно е давлени е, кПа	Вес раствора кг/м <sup>3</sup>	Добавки, %			Водоотда ча, МЛ / МИН	Предел прочности На сжатие, кПа	
					R-5	D-15	T-10		16 ч.	24ч.
					6	7	8		9	10
610	21	23	10342	1901	—	—	0,75	6:00 +	3447	6895
				1977	—	—	1,00	5:00	10342	17237
				2097	—	—	1,00	3:30	13789	24131
1219	38	33	17926	1901	—	—	0,75	5:00	6895	10342
				1977	—	—	1,00	4:00	17237	24131
				2097	—	—	1,00	3:00	34474	—
1829	54	43	26890	1901	—	—	0,75	3:30	13789	18616
				1977	—	—	1,00	2:30	34474	34474
				1977	0,2	—	1,00	5:00	24131	—
				2097	—	—	1,00	1:30	41368	—
				2097	0,2	—	1,00	3:30	34474	—



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2438	71	54	35853	1901	0,2	—	0,75	4:30	17237	24131
				1977	0,2	—	1,00	3:30	34474	—
				2097	0,2	—	1,00	2:00	41368	—
				2097	0,3	—	1,00	4:00	34474	—
3048	88	68	44126	1901	0,2	—	0,75	3:00	34474	34474
				1901	0,3	—	0,75	4:30	27579	—
				1977	0,3	—	1,00	3:30	34474	—
				2097	0,3	—	1,00	2:30	41368	—
				2097	0,4	—	1,00	4:30	34474	—
3658	104	85	53090	1901	0,5*	—	0,75	4:30	27579	34474
				1977	0,6*	—	1,00	5:00	34474	—
				2097	0,7*	—	1,00	6:00	34474	—

\* R-55; замедлитель схватывания цемента для использования при высоких температурах



**ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ (РИР) - ЦЕМЕНТ КЛАССА "G"**

Глубина ,м	Статическая температура на забое, °С	Тцирк На забое °С	Забойно е давлени е, кПа	Добавки, %			Время загустевани я [час/мин]	Водоотд ача, МЛ / 30 МИН	Предел прочности На сжатие, кПа	
				R-5	D-19	T-10			16 ч.	24 ч.
610	21	23	28958	—	0,5	0,75	6:00 +	35	1379	4137
1219	38	33	38611	—	0,5	0,75	6:00 +	35	4137	7584
1829	54	43	46195	—	0,5	0,75	6:00	35	8963	13789
2438	71	54	53779	—	0,5	0,75	5:00	35	13789	20684
3048	88	68	64811	—	0,5	0,75	3:30	50	20684	34474
				0,2	0,5	0,75	6:00 +	50	10342	20684
3658	104	85	81358	0,5	0,5	0,75	3:00 +	55	20684	34474
				0,5*	0,5**	0,75	5:30	70	10342	20684
				0,6*	0,5**	0,75	6:00 +	70	6895	13789

+ изменчивые данные. Показатели во многом зависят от партии цемента.

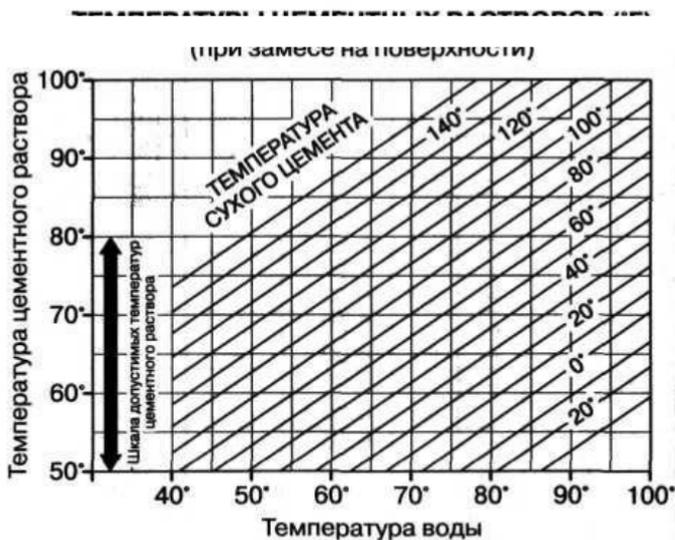
\* R-55; замедлитель схватывания цемента для использования при высоких температурах

\*\* D-21; понизитель водоотдачи цементного раствора для использования при высоких температурах



### СВОЙСТВА ЦЕМЕНТА

Приведенные ниже таблицы, составленные компанией Nowasco, применяются в качестве руководства при проведении работ по цементированию скважин в Канаде. Данные, представленные в таблицах, - это средние показатели свойств, полученные по цементу класса «G», который в настоящее время используется в западной Канаде (Canada Lafarge, Woodstock, Ontario класс «G»). Однако, возможны отклонения от приводимых данных в связи с условиями проведения цементирования, приготовления раствора, либо фактическими полевыми условиями. Учитывая, что все лабораторные исследования цемента проводились при температуре 27°C (80T), то приведенный ниже график поможет в определении температур цементных растворов в реальных полевых условиях.



**Примечание:** Несмотря на то, что приводимые ниже данные основываются на применении цемента класса «G», их также можно использовать для



приблизительного определения усредненных свойств цементного раствора на основе цемента класса «А». Однако, необходимо учитывать, что возможны большие отклонения от указываемых параметров при использовании цемента класса «А», так как к спецификациям этого типа цемента предъявляются менее жесткие требования, чем к цементу класса «С».

### **СОЛЯНЫЕ ЦЕМЕНТЫ**

Соль ( $\text{NaCl}$ ) является добавкой многоцелевого назначения в цементировании нефтяных скважин. Помимо изменения времени загустевания цементного раствора она предотвращает загрязнение продуктивных пластов, способствует расширению и сцеплению цементного камня с породой и колонной, улучшает реологические свойства, предотвращает образование размывов в соляных куполах и способствует повышению плотности растворов.

Концентрация соли, и наличие специальных добавок определяет свойства раствора. Ниже приводится описание влияния концентрации соли на свойства растворов.

#### **1. Влияние на время загустевания раствора**

Соль может использоваться для изменения времени загустевания цементных растворов. В зависимости от концентрации она может действовать как ускоритель так и замедлитель схватывания цемента.

Концентрация соли в объеме 5-7% по весу воды позволяет достичь максимально быстрого затвердевания цемента. Концентрация 15 -18% не оказывает значительного эффекта на время загустевания, тогда как концентрация свыше 20% (по весу воды) действует как замедлитель схватывания цемента.

#### **2. Улучшение реологических свойств**

Присутствие соли в цементном растворе уменьшает вязкость, позволяя увеличивать плотность раствора и



уменьшая потери давления на трение в затрубе во время закачки раствора. Однако, при концентрациях до 18% соли (по весу воды) рекомендуется дополнительно использовать турбулизатор Т-10, поскольку соль не уменьшает вязкость раствора до уровня, необходимого для возникновения турбулентного потока. Не все соленасыщенные растворы (37% соли по весу воды) могут быть разжижены в достаточной степени для получения турбулентного потока. Для растворов с высокой концентрацией соли рекомендуется использовать турбулизатор Т-11 для обеспечения турбулентности, поскольку этот реагент совместим с растворами с повышенным содержанием соли в отличие от обычных дисперсантов.

### **3. Понижение водоотдачи**

Хотя, применение соли незначительно влияет на водоотдачу (обычно в сторону уменьшения), этот эффект настолько минимален, что им можно пренебречь.

### **4. Изменение предела прочности на сжатие**

Скорость гидратации, как и время загустевания, может быть увеличена или уменьшена в зависимости от концентрации используемой соли. Увеличивая скорость гидратации, снижается время приобретения раствором требуемой прочности на сжатие. При замедлении скорости гидратации, раствор приобретает необходимые прочностные характеристики за больший промежуток времени. Как правило, максимальный эффект влияния соли на прочностные характеристики цемента достигается при концентрации 5-7% соли по весу воды. В то время как концентрация 15 - 18% оказывает незначительный эффект на прочность на сжатие, а концентрация свыше 20% продляет время достижения прочности на сжатие, а также снижает предел прочности на сжатие приблизительно на 25 %.



## Регулирование свойств цементов

**Хлорид кальция** —  $\text{CaCl}_2$  г, водопоглощающий материал, производится в виде хлопьев, порошка и в гранулированной форме. Nowpro использует ангидритный 96% класс для всех видов цементирования. Диапазон применяемых концентраций составляет от 1 до 3% по весу цемента.

**Хлорид натрия** —  $\text{NaCl}$ , обычная соль кристаллической структуры, производится с высокой степенью чистоты.

**Концентрация применения** — 3-10% по весу воды, оптимальная концентрация, рекомендуемая для ускорения схватывания — от 5 до 7%. В качестве ускорителя эта соль менее эффективна, чем  $\text{CaCl}_2$ .

**R-55** является высокотемпературным замедлителем медленно схватываемых цементов. Обладает некоторыми турбулизирующими свойствами R-5, а в применении с D-20 и D-21 влияет на водоотдачу каждого компонента смеси.

Стандартная концентрация R-55 - менее 0,5% по весу цементной смеси. При аномально высоких температурах на забое совместно с применением силикатной муки для сохранения прочностных свойств цемента используется до 1% R-55, а при цементировании через ГНКТ - до 2%.

**СМНЕС** (карбоксиметил-гидроксиэтил целлюлоза) — является высокомолекулярным утяжеленным целлюлозным составом. СМНЕС может использоваться со всеми классами цементов по АНИ и цементными смесями Nowproz как в целях замедления схватывания, так и для контроля водоотдачи. Стандартная концентрация СМНЕС — 0-1,5% по весу цемента. Более высокие концентрации применяются



для замедления схватывания при высоких температурах (не совместим с CaC1r).

**NaCl** — соль; при использовании в составе затворяемой жидкости вызывает замедление схватывания цемента и продление времени загустевания. Применяется для замедления схватывания цемента класса А до глубин 3050 м (10,000 футов) и смесей Norwood до глубин 3650 м (12,000 футов).

**К замедлителям** схватывания относятся: сернистое железо в количестве 0,5—1,0% к массе сухого цемента, применяемое в интервалах температур 75—130° С.

В этом же интервале температур используют КМЦ в количестве 0,5—0,8% и ССБ до 1,0% к массе сухого цемента.

В интервале температур до 150—170°С и давлениях до 60—70 МН/м<sup>2</sup> применяют виннокаменную кислоту естественную ВК и синтетическую СВК в количестве до 1,25%.

При повышении температур до 170—200° С и тех же давлениях применяют комбинированный реагент ВКБК, состоящий из 1,25% ВК и 0,2—0,5% борной кислоты БК.

Для этих же условий можно применять смесь в количестве до 0,6% гипана и 0,3% бихромата калия или натрия к массе сухого цемента.



Оптимальные составы облегченного тампонажного раствора

№	Состав тампонажного раствора				Свойства тампонажного раствора и камня										
					Плотность кг/м <sup>3</sup>	Растекаемость, м	Сроки схватывания, час/мин		Прочность цементного камня, МПа через			Расширение цементного камня, % через			
	ПЦТ, %	АСПМ, %	СаО, %	4% водный раствор СаСl <sub>2</sub>			начало	конец	2 сут	7 сут	14 сут	3 сут	7 сут	14 сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
При температуре 20 °С															
1	82	10	8	0,6	1540	0,22	4-15	5-50	3,2	4,4	4,8	0,20	0,25	0,25	
2	76	10	15	0,6	1500	0,21	3-35	4-40	2,6	3,9	4,4	0,26	0,35	0,35	
3	77	15	8	0,7	1420	0,23	4-05	5-50	2,4	3,2	3,8	0,18	0,25	0,25	
4	71	15	15	0,7	1410	0,23	4-10	5-10	1,8	2,2	2,8	0,24	0,30	0,30	



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
При температуре -2 °С														
1	82	10	8	0,6	1540	0,22	5-45	7-10	1,3	2,8	3,2	0,11	0,14	0,14
2	76	10	15	0,6	150	0,21	6-30	7-20	1,6	2,5	3,0	0,14	0,16	0,16
3	77	15	8	0,7	1420	0,23	6-15	7-40	1,3	2,1	2,5	0,11	0,14	0,14
4	71	15	15	0,7	1410	0,23	6-40	7-45	1,2	2,2	2,8	0,13	0,15	0,15

## 12. Винтовые забойные двигатели

Область рационального применения винтовых забойных двигателей:

- бурение скважин с применением низкооборотных шарошечных долот;
- бурение наклонно – направленных скважин в интервалах изменения направления ствола скважины по зенитному углу и азимуту;
- забуривание дополнительного (второго) ствола в интервале вырезанного участка обсадной колонны и выхода из нее;
- бурение структурных, поисковых и геологоразведочных скважин, разбуривание в обсадных колоннах, в процессе капитального ремонта скважин, цементных мостов, песчаных пробок, отложений солей.

### **Производительность и давление, развиваемые агрегатами ЦА-320**

При диаметре сменных цилиндрических втулок, мм			115	115	127	127
Передача	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Число двойных ходов в минуту	Подача, л/с	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Подача, л/с	Давление, кгс/см <sup>2</sup>
2	1700	28	4,1	225	5,1	182
3	1700	54	7,9	117	9,8	95
4	1700	93	12,2	76	15,1	61
5	1700	125	18,3	50	23,0	40
2	1600	27	4	230	4,9	125
3	1600	48	7	134	8,7	107
4	1500	73	10,7	87	13,3	70
5	1500	110	16,1	58	17,2	47



### Технические характеристики винтовых забойных двигателей диаметром 42-106 мм

Параметры	Шифр двигателя																
	Д-42	Д-55	Д-63	Д-75	Д-76	Д2-85	Д1-88	ДО 1-88	ДР-95	ДР-95К	Д1-105	ДГ-105 М	ДГ-106	Д-106	ДО-106	ДР-106	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	
Диаметр корпуса наружный, мм.	42	55	63	76		88			95			106					
Длина двигателя (без клапана), мм.	740	3180	3300	3820	4630	3600	3230	2995	5450	3030	3740	2355	2420	4240	5245		
Масса двигателя, кг	6	38	55	97	104	130	108	90	230	135	180	120	120	220	270	280	
Диаметр применяемых долот, мм.	58,0	59,0-76,0	76,0	83,0-98,4		98,4-120,6			112,0-123,8	112,0-123,8	120,6-151,0		120,6-151,0				
Присоединительные резьбы к долоту	M16x1,5	3-42 (3-44)	3-42 (3-44)	3-66		3-66			3-76	3-76	3-76 (3-88)	3-76	3-76 (3-88)				
Присоединительные резьбы к	G 1-A ГОСТ 6357-81	3-42 (3-	3-42 (3-	3-66		3-66			3-76 (3-73)	3-73	3-88 (3-86)		3-88 (3-86)				



## Винтовые забойные двигатели

бурильным трубам		44)	44)							(3-76)						
Длина шпинделя до искривления, мм.	-	-	-	1160	1090	-	-	145 5	1360	1050	1670	825 (675)	740	-	1450	1770
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>
Углы искривления между секциями, град.	-	-	-	0-1	0-1	-	-	0-3	0-3	0-3	0-3		0-3	-	0-3	
Длина активной части статора, мм	250	1600	1600	2000		1220		1080	3000	1200	1500	1000	1000	2000		
Заходность рабочих органов, Z <sub>p</sub> / Z <sub>ст</sub> .	9/10	5/6	3/4	4/5		5/6		5/6*	6/7*	6/7	5/6	6/7	6/7	7/8*	9/10*	6/7*
Расход рабочей жидкости, л/с.	0,3-0,5	1,5- 2,5	1,5- 3,5	3-5		5-7		5-10		5-10	6-10	6-10	6-10	6-12	4-12	6-12
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, с <sup>-1</sup>	4,1-6,9	1,6- 2,7	4,0- 9,0	4,0-6,6		5,0-7,0		3,0- 6,0	1,4- 2,8	1,4-2,8	3,2- 5,2	3,0- 5,0	3,0- 5,0	1,6- 3,2	0,8- 2,3	2,4- 4,5
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, с <sup>-1</sup>	2,8-4,7	1,2- 2,1	2,5- 6,0	3,0-5,0		3,6-5,0		2,0- 4,0	1,0- 2,0	0,9-1,8	2,6- 3,8	2,4- 4,0	2,4- 4,0	1,2- 2,4	0,5- 1,5	1,9- 3,5



## Винтовые забойные двигатели

Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кНм	0,02-0,04	0,2-0,34	0,15-0,25	0,6-0,8		0,7-0,9		0,6-0,7	1,6-2,4	2,0-3,0	0,6-0,9	1,0-1,4	0,6-1,0	0,6-1,0	1,5-3,0	1,2-3,2	1,3-2,6	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>		<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	3,0-4,2	3,0-6,0	5,0-8,0	8,0-10,0		8,0-9,0		6,0-8,0	9,0-14,0	6,0-9,0	2,2-4,0		6,0-8,0	5,0-7,0	5,0-7,0	5,0-10,0	3,0-8,0	6,0-12,0
Мощность максимальная, кВт	0,4-1,2	1,5-4,5	2,0-9,0	11-25		16-28		13-22	20-60	12-38	4-10		16-33	10-25	10-25	12-45	4-30	15-57
Максимальный эффективный КПД, %	40	45	40	50		45	50		50		35		50	45	45		35	50
Допустимая осевая нагрузка, кН	2	10	20	10		30			50		50		60	30	50	60		



## 13 Насосы для добычи нефти

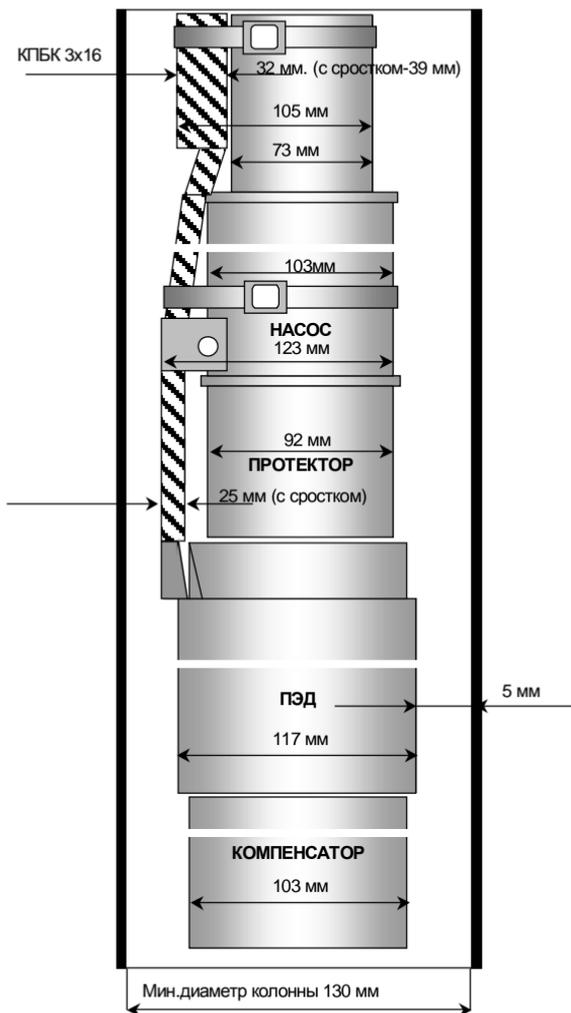
Пример обозначения электроцентробежных насосов:

**1У9ЭЦН5А-250-1400**

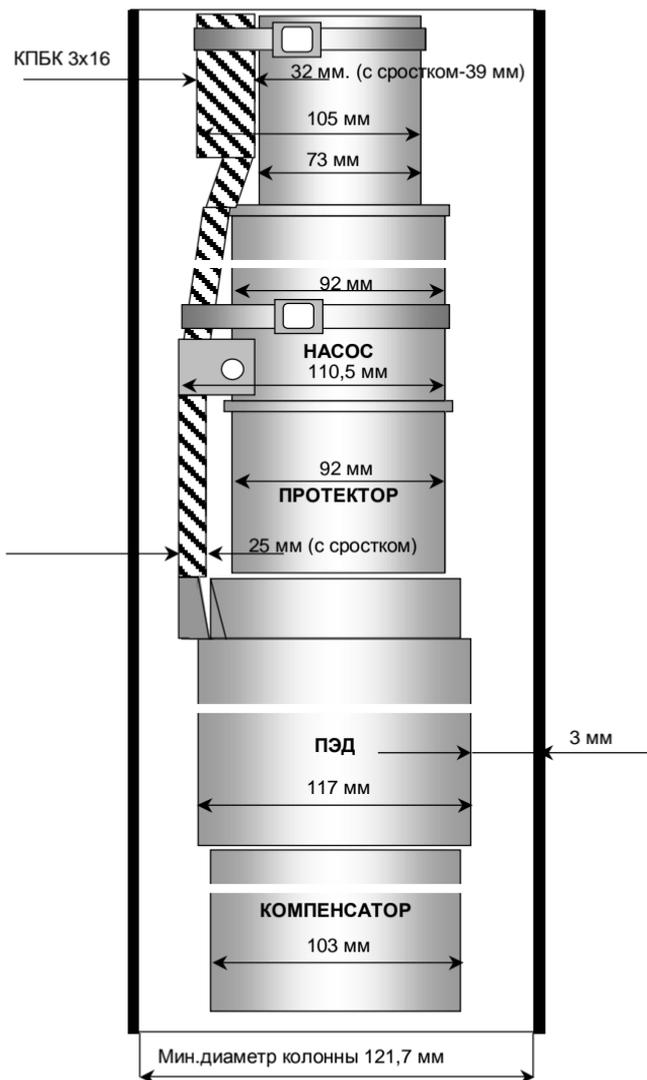
- 1** — порядковый номер модификации установки;
- У** — установка;
- 9** — порядковый номер модификации насоса;
- Э** — привод от погружного электродвигателя;
- Ц** — центробежный;
- Н** — насос;
- 5А** — группа насоса;
- 250** — подача, м<sup>3</sup>/сут;
- 1400** — напор, м.

Длина ПЭД		
Обозначение	Л.С.	Лмм
<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

## габарит 5 А



## габарит 5





## Характеристики штанговых насосов

Штанговый насос	Условный размер, мм	Длина хода, мм
НВ1Б	29; 32; 38; 44; 57	1200-6000
НВ2Б	32; 38; 44; 57	1800-6060
НН2Б	32; 44; 57; 70; 95	1200-4500
НВ1С	29; 32; 38; 38;57	1800-3500
НН2С	32; 44; 57; 70; 95	1200-3500
НН1С	29; 32; 44; 57	900
НН2БУ	44; 57	1800-3500
ННБА	70; 95; 102	2600-4500
НВ1Б...И	29; 32; 38;44; 57	1200-6000
НН2Б...И	32; 44; 57; 70; 95	1200-4500
НВ1БТ...И НН2БТ...И	44; 57	1200-3000
НВ1БД1	38/87; 57/44	1800-3500
ННБД1	44/29; 57/32; 70/44	1800-3000
НВ1БД2	38/57	1800-3500



Техническая характеристика скважинных насосов  
исполнения НВ1С

Насос	Диаметр плунжера, мм	Длина хода плунжера, мм	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба к штангам	Габаритные размеры, мм не более		Масса, кг (не более)			
					Диаметр D	Длина L				
1	2	3	4	5	6	7	8			
НВ1С-29-12-15	29	1200	1200	Ш 19	48,2	4000	36,0			
НВ1С-29-18-15		1800	1800			4600	42,3			
НВ1С-29-18-25		2500	1200			5200	48,0			
НВ1С-29-25-15			1800			5800	53,5			
НВ1С-29-25-25		3000	1200					6400	59,5	
НВ1С-29-30-15		1800	32			1200	4000	33,0		
НВ1С-29-30-25	1800	1800			4600	39,0				
НВ1С-32-12-15	1200	1200			5200	45,0				
НВ1С-32-18-15	1800	1800								
НВ1С-32-18-22	2500	1200					5800	49,0		
НВ1С-32-25-15		1800								
НВ1С-32-25-22	3000	1200	6400						53,5	
НВ1С-32-30-15	1800	38		59,7						
НВ1С-32-30-22	1800				1200	4100				52,0
НВ1С-38-12-15	1800				1500	4700				62,5
НВ1С-38-18-15	2500				1200	5000	64,5			
НВ1С-38-18-20					1500	5300	69,5			
НВ1С-38-25-15	1500		3000		5600	72,5				
НВ1С-38-25-20	1200	5900		77,5						
НВ1С-38-30-15	1500	3500	6200	81,5						
НВ1С-38-3020	1200		6500	85,5						
НВ1С-38-35-15										



1	2	3	4	5	6	7	8				
НВ1С-38-35-20			1500			6800	88,5				
НВ1С-44-12-15	44	1200	1200			4100	48,0				
НВ1-44-18-15		1800				4700	54,5				
НВ1С-44-25-15		2500				5300	61,5				
НВ1С-44-30-15		3000				5900	67,5				
НВ1С-4-35-15		3500				6500	74,0				
НВ1С-57-18-12		57				1800	1200	Ш 22	72,9	4750	72,5
НВ1С-57-25-12	2500		5350	80,0							
НВ1С-57-30-12	3000		5950	88,5							
НВ1С-57-35-12	3500									6510	96,5

### Техническая характеристика скважинных насосов исполнения НВ1Б

Насос	Диаметр плунжера, мм	Длина хода плунжера, мм	Длина плунжера, мм	Присоединительная резьба к штангам	Габаритные размеры, мм не более		Масса, кг (не более)	
					Диаметр D	Длина L		
1	2	3	4	5	6	7	8	
НВ1Б-29-12-15	29	1200	1200	Ш 19	48,2	4050	33,0	
НВ1Б-29-18-15		1800	1800			4650	38,0	
НВ1Б-29-18-25		2500	1200			1800	5250	43,0
НВ1Б-29-25-15							5850	47,0
НВ1Б-29-25-25								



1	2	3	4	5	6	7	8
НВ1Б-29-30-15		3000	1200	Ш 19	48,2		
НВ1Б-29-30-25			1800			6450	52,0
НВ1Б-32-12-15	32	1200	1200			4050	33,0
НВ1Б-32-18-15			1800			4650	40,5
НВ1Б-32-18-22		1800				5250	46,0
НВ1Б-32-25-15		2500	1200			5850	49,0
НВ1Б-32-25-22			1800			6450	53,5
НВ1Б-32-30-15		3000	1200			4100	45,0
НВ1Б-32-30-22			1800		4700	51,6	
НВ1Б-38-12-15		38	1200		1200	5000	54,5
НВ1Б-38-18-15	1800				5300	57,5	
НВ1Б-38-18-20			2500		1500	5600	61,5
НВ1Б-38-25-15	1200				5900	63,5	
НВ1Б-38-25-20	1500				6200	67,0	
НВ1Б-38-30-15	38	3000	1200		6500	70,0	
НВ1Б-38-30-20			1500		6800	73,5	
НВ1Б-38-35-15		3500	1200	7400	77,5		
НВ1Б-38-35-20			1500	7700	82,5		
НВ1Б-38-45-15		4500	1200	7400	77,5		
НВ1Б-38-45-20			1500	7700	82,5		
НВ1Б-38-45-15		4500	1200	8900	95,5		
НВ1Б-38-45-20			1500	9200	99,0		
НВ1Б-38-60-15		6000	2000				
НВ1Б-38-60-20			1500				



1	2	3	4	5	6	7	8
НВ1Б-44-12-15	44	1200	1200	Ш 19	59,7	4100	48,0
НВ1&44-18-15		1800				4700	55,0
НВ1Б-44-25-15		2500				5300	63,0
НВ1Б-44-30-15		3000				5900	68,0
НВ1Б-44-35-15		3500				6500	74,0
НВ1Б-44-45-15		4500				7400	88,0
НВ1Б-44-60-15		6000				8900	105,0
НВ1Б-57-18-12	57	1800		Ш 22	72,9	4800	73,0
НВ1Б-57-25-12		2500				5400	82,5
НВ1Б-57-30-12		3000				6000	92,0
НВ1Б-57-35-12		3500				6600	98,0
НВ1Б-57-45-12		4500				7500	108,0
НВ1Б-57-60-12		6000				9000	135,0

### Технические характеристики штанг

Штанга	Номинальный диаметр штанги (по телу) $d_0$ , мм	Номинальный диаметр резьбы штанги (наружный) $d$ , мм	Диаметр опорного бурта $D$ , мм	Диаметр опорного бурта $D_1$ , мм	Размеры квадратной части головки штанги, мм	
					$l_1$	$S$
ШН16	16	23,824	34	32	35	22
ШН19	19	26,999	38	37	38	27
ШН22	22	30,174	43	38	35	27
ШН25	25	34,936	51	48	42	32



### Теоретическая масса штанг

Штанга	Масса штанг (в кг) при длине $L_{ш}$ , ММ					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
ШН 16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
ШН 19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	16,29
ШН 22	3,71	4,3	5,2	6,7	9,68	24,5
ШН 25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65

### Технические характеристики штанг

Показатель	Величина показателя для штанг диаметром, мм			
	16	19	22	25
Площадь сечения, см <sup>2</sup>	2,0	2,8	3,8	4,9
Вес 1 погонного метра в воздухе, Н	17,15	23,05	30,78	40,18
Диаметр штанговой муфты, мм	34	42	46	55



## Насосы импортного производства SN 8500

Общая длина (м)

**47,09**

**Описание**

Фланец 127.2 мм	<b>0,24</b>		Ловильная головка 538 серии, 3.5" 8rd
Корпус 136.7 мм Верх. и ниж. фланцы 137.2 мм +удлинитель 149.9 мм +протектолайзер 153.9 мм	<b>6,64</b>		Насос, 538 серии, 73 ступени, SN8500, 150 корпус, ARZ, 1" HSS высокопрочный вал
Корпус 136.7 мм Верх. и ниж. фланцы 137.2 мм +удлинитель 149.9 мм +протектолайзер 153.9 мм	<b>6,64</b>		Насос, 538 серии, 73 ступени, SN8500, 150 корпус, ARZ, 1" HSS высокопрочный вал
Корпус 136.7 мм Верх. и ниж. фланцы 137.2 мм +удлинитель 149.9 мм +протектолайзер 153.9 мм	<b>6,64</b>		Насос, 538 серии, 73 ступени, SN8500, 150 корпус, ARZ, 1" HSS высокопрочный вал
Корпус 136.7 мм Верх. и ниж. фланцы 137.2 мм +удлинитель 149.9 мм +протектолайзер 153.9 мм	<b>1,04</b>		Газосепаратор, 538/540 серии, VGSА, S70-150 RLOY, ES, M-TRM, 1.187" HSS высокопрочный вал
Корпус 137.2 мм +удлинитель 151 мм	<b>3,44</b>		Протектор, 540/540 серии, BSLSBPB-HL, 1.18" HSS, CS HSN
Корпус 142.7 мм +удлинитель 142.7 мм +протектолайзер 153.7 мм	<b>10,36</b>		Двигатель Dominator 562 серии, UT, вал 1.371" HSS, 375 л.с., 1550В, 147 А @ 50 Гц
Корпус 142.7 мм +удлинитель 142.7 мм +протектолайзер 153.7 мм	<b>10,39</b>		Двигатель Dominator 562 серии, СТ, вал 1.371" HSS, 375 л.с., 1550В, 147 А @ 50 Гц
Диаметр 115.8 мм	<b>1,70</b>		Датчик Р и Т Phoenix Multisensor MS-0 с переходником 562 серии

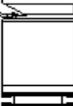


## DN 5800

Общая длина (м)

Описание

57,06

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка , 387серии, 2 7/8" 10rd
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D5800N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D5800N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D5800N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D5800N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 HSS высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D5800N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 HSS высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	0,98		Газосепаратор, VGSA D20-60, 387 серии, высокопрочный вал HSS , REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, HSS высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	9,57		Двигатель 456серии UT 1468B 78.5A Dominator, TAPE-IN, 180л.с. @ 50Гц
Корпус 115.8 мм	9,63		Двигатель 456ser CT 1468B 78.5A Dominator, 180л.с. @ 50Гц
Диаметр 115.8 мм	1,00		Датчик Р иТ Phoenix Multisensor MS-0



## DN 4300

Общая длина (м)

57,06

Описание

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка , 387серии, 2 7/8" 10rd
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D4300N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D4300N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D4300N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 MON
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D4300N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 HSS высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	6,64		Насос, 387 серии., 67 ступени., D4300N, 150 корпус, ARZ, CR-CT, вал 0.87 HSS высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм	0,98		Газосепаратор, VGSA D20-60, 387 SERIES, высокопрочный вал HSS , REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, HSS высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	9,57		Двигатель 456серии UT 1468B 78.5A Dominator, TAPE-IN, 180л.с. @ 50Гц
Корпус 115.8 мм	9,63		Двигатель 456ser CT 1468B 78.5A Dominator, 180л.с. @ 50Гц
Диаметр 115.8 мм	1,00		Датчик Р иТ Phoenix Multisensor MS-0

## DN 3000

Общая длина (м)

Описание

45,43

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка , 387серии, 2 7/8" 10rd
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос, 387 серии., 103 ступ., DN3000, 150 корпус, ARZ, CR-CT, 0.87 MON shaft
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос, 387 серии., 103 ступ., DN3000, 150 корпус, ARZ, CR-CT, 0.87 MON shaft
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос, 387 серии., 103 ступ., DN3000, 150 корпус, ARZ, CR-CT, 0.87 MON shaft
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос, 387 серии., 103 ступ., DN3000, 150 корпус, ARZ, CR-CT, 0.87 HSS высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	0,79		Газосепаратор, CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, HSS высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	7,20		Двигатель 456серии 120л.с., 978В ,78.5А, 50Гц UT Tape-in,CS.
Корпус 115.8 мм	7,20		Двигатель 456серии 130л.с.,1060В ,78.5А, 50Гц RX-LT,CS.
Диаметр 115.8 мм	1,00		Датчик Р и Т Phoenix Multisensor MS-0

## DN 1750

Общая длина (м)

**37,73**

Описание

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка, 387ser, 2 7/8"
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	5,36		Насос DN1750, 387 серии, CR-CT ES, 99 ступеней, 120 корпус
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	5,36		Насос DN1750, 387 серии, CR-CT ES, 99 ступеней, 120 корпус
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос DN1750, 387 серии, CR-CT ES, 125 ступеней, 150 корпус
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	6,64		Насос DN1750, 387 серии, CR-CT ES, 125 ступеней, 150 корпус, высокопрочный вал.
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	0,79		Газосепаратор CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	9,35		Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 2099B 37.5A 125л.с. @ 50 Гц
Корпус 95.3 мм	0,91		Датчик давления и температуры Surveyor с переходником

## DN 1300

Общая длина (м)

20,69

Описание

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка, 387ser, 2 7/8"
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,94		Насос DN1300, 387 ser, CR-CT ES, 199 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,94		Насос DN1300, 387 ser, CR-CT ES, 199 ступеней, высокопрочный вал.
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	0,79		Газосепаратор CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	6,43		Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 84л.с. 2016В 26А 50 Гц
Корпус 95.3 мм	0,91		Датчик давления и температуры Surveyor с переходником

## DN 1100

Общая длина (м)

20,68

Описание

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка, 387ser, 2 7/8"
Корпус 98.3 мм +удлиннитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,51		Насос DN1100, 387 ser, FL-CT ES, 181 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлиннитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	5,36		Насос DN1100, 387 ser, FL-CT ES, 218 ступеней, высокопрочный вал.
Корпус 98.3 мм +удлиннитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	0,79		Газосепаратор CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлиннитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, LSBPB-HL, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлиннитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7 мм	6,43		Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 84л.с. 2016В 26А 50 Гц
Корпус 95.3 мм	0,91		Датчик давления и температуры Surveyor с переходником

## DN 800

Общая длина (м)

17,27

Описание

Фланец 101.6 мм	0,18		Ловильная головка, 400ser, 2 7/8"
Корпус 101.6 мм +удлинитель 115.6 мм +протектолайзер 120.5 мм	3,66		Насос DN800, 400 ser, FL-CT ES, 149 ступеней
Корпус 101.6 мм +удлинитель 115.6 мм +протектолайзер 120.5 мм	4,94		Насос DN800, 400 ser, FL-CT ES, 206 ступеней, высокопрочный вал.
Корпус 101.6 мм +удлинитель 115.6 мм +протектолайзер 120.5 мм	0,79		Газосепаратор DRS-ES, 400 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	2,50		Протектор, 400/456 серии, BSLSL-HL, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7мм	4,20		Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 70л.с. 1162В 38.7А @ 50 Гц
Диаметр 115.8 мм	1,00		Датчик давления и температуры Phoenix Multisensor MS-0

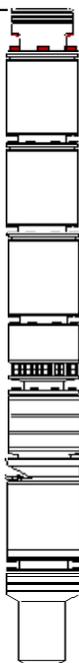
## DN 675

Общая длина (м)

**16,91**

Описание

Общая длина (м)	Описание
Фланец 98.3 мм <b>0,18</b>	Ловильная головка, 387ser, 2 7/8"
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм <b>3,23</b>	Насос DN675, 387 серии, FL-CT ES, 139 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм <b>3,23</b>	Насос DN675, 387 серии, FL-CT ES, 139 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм <b>3,23</b>	Насос DN675, 387 серии, FL-CT ES, 139 ступеней, высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм <b>0,79</b>	Газосепаратор CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм <b>1,80</b>	Протектор, 400/456 серии, BSL KTB, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7мм <b>3,54</b>	Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 1208B 22A 42л.с. @ 50 Гц
Корпус 95.3 мм <b>0,91</b>	Датчик давления и температуры Surveyor с переходником



## DN 440

Общая длина (м)

19,46 #

Описание

Фланец 98.3 мм	0,18		Ловильная головка, 387ser, 2 7/8"
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,08		Насос DN440, 387 серии, FL-CT ES, 161 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,08		Насос DN440, 387 серии, FL-CT ES, 161 ступеней
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	4,08		Насос DN440, 387 серии, FL-CT ES, 161 ступеней, высокопрочный вал
Корпус 98.3 мм +удлинитель 112.3 мм +протектолайзер 115 мм	0,79		Газосепаратор CRS-ES, 387 серии, высокопрочный вал, REDALLOY
Корпус 101.6 мм Нижний фланец 115.8 мм +удлинитель 114.2 мм	1,80		Протектор, 400/456 серии, BSL KTB, высокопрочный вал
Корпус 115.8 мм +удлинитель 115.8 мм +протектолайзер 120.7мм	3,54		Двигатель 456серии, TAPE-IN, UT 1208В 22А 42л.с. @ 50 Гц
Корпус 95.3 мм	0,91		Датчик давления и температуры Surveyor с переходником



## 14. Обработка ПЗП при помощи ГВЖ и НС – 118.

### РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ ГВЖ с ПАКЕРОМ.

Для создания необходимой депрессии в зоне пласта необходимо рассчитать глубину установки ГВЖ, т.е. длину НКТ в котором отсутствует жидкость и давление равно атмосферному, отсюда разность гидростатических давлений и будет равняться необходимой депрессии.

$$\text{Нсп.ГВЖ} = \text{Нт.з.} - (0,1 * \text{Уж.гл.} * \text{Нт.з.} - \text{Рд}) / 0,1 * \text{Уж.гл.}$$

При работе ГВЖ на скважинах с низким статическим уровнем, глубина установки клапана-золотника рассчитывается:

$$\text{Нсп.ГВЖ} = (\text{Нт.з.} + \text{Нст.}) - (0,1 * \text{Уж.гл.} * \text{Нт.з.} - \text{Рд.}) / 0,1 * \text{Уж.гл.}$$

Где:

**Рд** – депрессия, атм;

**Уж.гл.** – удельный вес жидкости глушения, г/см<sup>3</sup>;

**Нсп.ГВЖ** – глубина спуска ГВЖ, м;

**Нст.** – статический уровень в скважине, м.

**Максимально допустимая депрессия на пласт ограничена двумя параметрами.**

- 1. Минимальным забойным давлением**
- 2. Давлением испытания эксплуатационной колонны**

Максимально допустимую депрессию можно рассчитать по формуле:



$$P_{\max} = P_{\text{пл}} - P_{\text{мин заб}}$$

Давление испытания эксплуатационной колонны приведены в таблице раздела «Обсадные трубы и колонны».

### Техническая характеристика ГВЖ

1. Рабочее давление до  $300 \text{ кгс/см}^2$
2. Минимальная площадь прохода жидкости  $6,5 \text{ см}^2$
3. Усилие для открытия желонки при давлении  $300 \text{ кгс/см}^2$  - 5 тонн.
4. Ход штока - 65мм.
5. Максимальный диаметр - 100мм.
6. Длина - 623мм.



### Технические характеристики НС – 118

Технические и эксплуатационные характеристики струйных насосов:

Разрежение, создаваемое при рабочем давлении, МПа, не менее ..... 0,09 / 5

0,091 / 7

0,093 / 9

0,094 / 12

Расход жидкости л/сек..... 8-10

Присоединительные резьбы:

НС-118.....Гладких НКТ-73

по ГОСТ 633-80

Диаметр проходного отверстия, мм, не менее.....50

Рабочее давление, МПа, не более .....50

Рабочая температура, °С, не более .....100

Габаритные размеры, мм, не более:

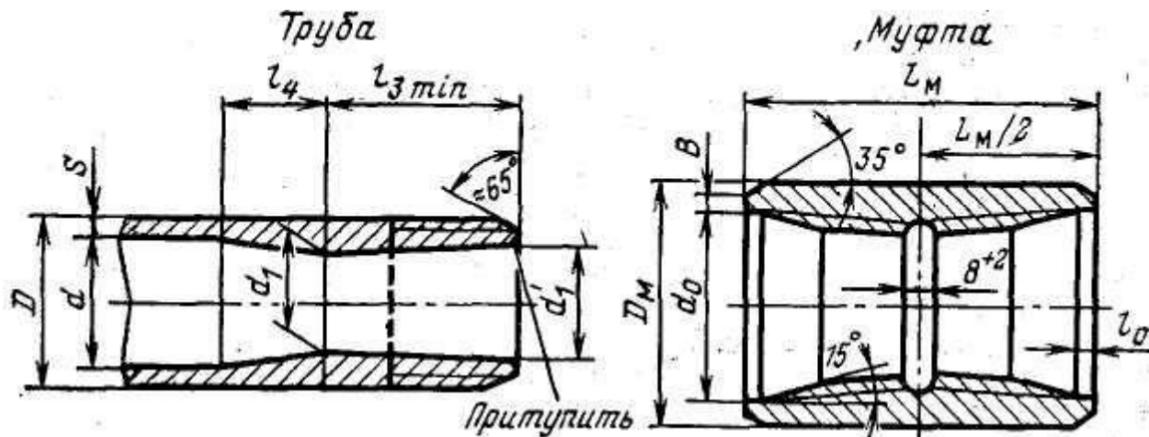
Наружный диаметр, мм не более.....118

Длина мм.....900

Масса кг.....52

## 15 Труба бурильная.

Трубы с высаженными внутрь концами и муфты к ним

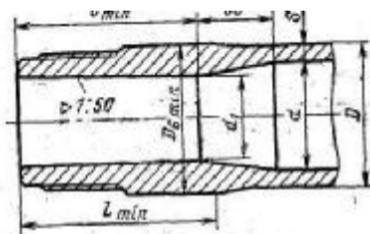
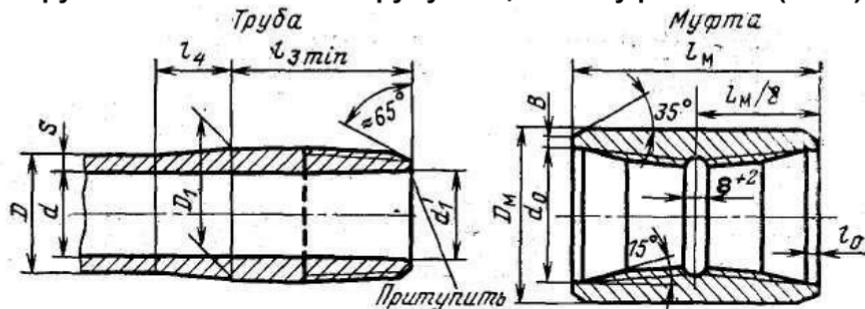




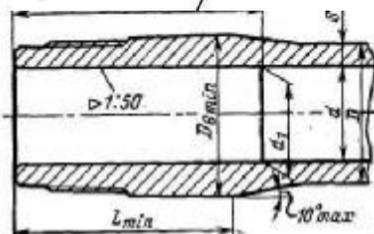
## Труба бурильная

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

## Трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип 2)



Конец трубы с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясами (тип 3)



Конец трубы с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясами (тип 4)



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

Трубы типов 1, 2 длиной 6, 8 и 11,5 м поставляются без муфт а по заказу потребителя трубы длиной 6 и 8 м — в комплекте с на винченными вручную муфтами. Допускаются следующие отклонения по размерам и массе труб

По наружному диаметру трубы, %:

при обычной точности изготовления

(трубы типов 1—4) .....  $\pm 1$

при повышенной точности изготовления

(трубы типов 1, 2) .....  $\pm 0.75$

Увеличение наружного диаметра за высаженной наружу частью труб, мм:

типа 2 на длине не более 100м.....  $< 1$

типа 4 на длине не более 150 мм.....  $< 4$

По наружному диаметру муфты

(трубы типов 1, 2), %.....  $\pm 1$

По толщине стенки труб, %

обычной точности (трубы типов 1— 4).....  $-12,5$

повышенной точности (трубы типов 1, 2).....  $-10$

(плюсовые отклонения ограничиваются массой труб)

по диаметру расточки муфты

(трубы типов 1, 2).....  $+1$

По наименьшему внутреннему диаметру высаженной части (трубы типов 1,3).....  $\pm 1,5$



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

	Труба						Муфта				Ширина троевой плоскости В	Масса, кг		
	Наружный диаметр D	Толщина стенки s	Внутренний диаметр d	Высадка			Наружный диаметр D <sub>м</sub>	Длина L <sub>м</sub>	Расточка			1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	Муфта
				Наружный диаметр D <sub>1</sub>	Длина до переходной части l <sub>3 min</sub> не менее	Длина переходной			Диаметр d <sub>0</sub>	Глубина l <sub>0</sub>				
60	60,3	7 9	46,3 42,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15 11,3	1,5	~2,7
73	73,0	7 9 11	59,0 55,0 51,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4 14,2 16,8	2,5	~4,7
89	89,0	7 9 11	75,0 71,0 67,0	97,13	120	65	118	165	100, 3	3	7	14,2 17,8 21,2	3,5	~5,2
102	101,6	8 9 10	85,6 83,6 81,6	114,30	145	65	1,40	204	117, 5	3	7	18,5 20,4 22,4	4,5	~9,0



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

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Внутренний диаметр $d$	Высадка				Масса, кг	
				Диаметр прохода $a_1$ (предельное отклонение $\pm 1,5$ )	Наружный диаметр $D_{\text{вн}}$	Длина механическо й обработки $L_{\text{вн}}$	Длина высадки $l_1$	1 м гладкой трубы	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих
С высаженными наружу концам									
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	155	14,2	3,7
		11	51,0	48,0				16,8	
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	155	17,8	4,5
		11	67,0	64,0				21,2	
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	165	20,4	5,7
		10	81,6	78,6				22,4	
114	114,3	9	96,3	93,3	130,2	160	165	23,3	7,9
		10	94,3	91,3				25,7	
		11	92,3	89,3				28,0	



### **Условное обозначение бурильных труб:**

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

### **Примеры условных обозначений.**

Труба В-114Х9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба ВП-114Х9-Д ГОСТ 631—75, то же повышенной точности.

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

Труба Н-114Х9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114Х9-Д ГОСТ 631—75, то же повышенной точности.

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

Труба ВК-П4Х9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 3 и далее то же.

Труба НК-П4Х9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 4 и далее то же.



### Типы бурильных замков

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



Основные размеры замков (мм)

Типоразмер замка	Диаметр труб по ГОСТ 631—75		Замковая резьба	D	L	Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	-	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	-	3-76	95	431	16
ЗН-Ю8	89,0	-	3-88	108	455	20
ЗЫ13	89,0	-	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	-	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	-	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	-	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	-	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	-	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	-	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	-	3-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	-	3-171	203	603	73
ЗУ-86	-	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	-	73,0	3-86	108	431	20
ЗУ-120	-	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	-	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	-	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТВБК-89	-	3-101	118	454	22
ЗШК-133	ТВБК-102	-	3-108	133	506	32
ЗШК-17в	ТВБК-140	-	3-147	178	573	61
ЗУК-120	-	ТБНК-89	3-102	120	468	20
ЗУ К-146	ТВБК-114	ТБНК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТВБК-127	ТБНК-114	3-133	155	536	38



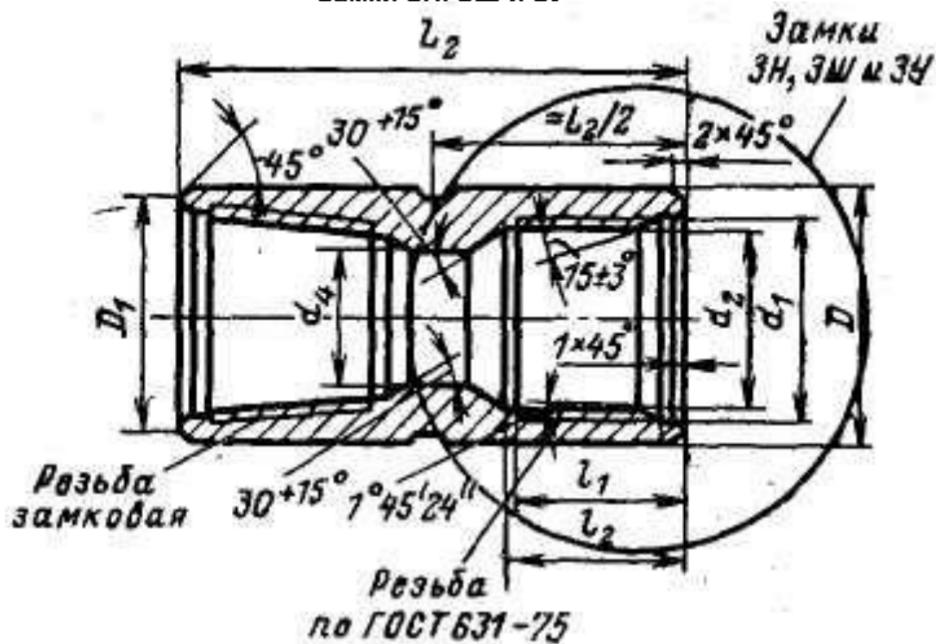
### Размеры муфт замков ЗН, ЗШ, ЗУ (мм)

Типоразмер замка	Замковая резьба	D (предельное отклонение $\pm 0,5$ )	Наружный диаметр упорного торца $D_1$ (предельное отклонение $\pm 0,5$ )	Диаметр цилиндрической выточки $d_1$ (предельное отклонение $\pm 0,5$ )	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_2$ (справочный)	$d_4$ (предельное отклонение $\pm 0,6$ )	$L_2$ (предельное отклонение $+30-10$ )	Расстояние торца до конца резьбы с полным $L_1$ профилем (предельное отклонение $+5$ )	Длина конуса под резьбу $l_2$ (предельное отклонение $+5$ )	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЗН-80	3-66	80 95	76,5	63,5	57,451	36	240	77	87	6,5
ЗН-95	3-76		108	91,0	76,2	70,151	45	260		8,5
ЗН-108	3-88	113	103,5					90	100	11,0
ЗН-ПЗ	3-88	140	108,5	92,0	86,026	58	275			12,5
ЗН-140	3-117	172	134,5	117,5	111,426	78	305	110	120	19,0
ЗН-172	3-140	197	164,5	144,5	138,426	98	340	115	125	31,0
ЗН-197	3-152		186,0	171,5	165,401	122	365	121	131	41,0



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3Ш-108	3-86	108	103,5	76,2	70,151	54	260	90	100	11,0
3Ш-118	3-101	118	114,0	92,0	86,026	62	275			12,5
3Ш-133	3-108	133	127,5	104,8	98,726	72	300	100	110	20,0
3Ш-146	3-121	146	140,5	117,5	111,426	80	305	110	120	20,5
3Ш-178	3-147	178	170,5	144,5	138,426	101	350	115	125	33,0
3Ш-203	3-171	203	196,0	171,5	165,401	127	365	121	131	40,0
3У-86	3-73	86	82,5	70,6	64,558	44	240			8,0
3У-108	3-86	108	103,5	84,9	78,889	54	260	77	87	11,0
3У-120	3-102	120	116,0	100,3	94,256	78	285	83	93	13,5
3У-146	3-122	146	140,5	117,5	111,426	95	305	110	120	20,0
3У-155	3-133	155	150,5	130,2	124,126	105	320			21,5
3У-185	3-161	185	180,0	157,2	151,126	132	340	115	125	29,0

Замки ЗН, ЗШ и ЗУ

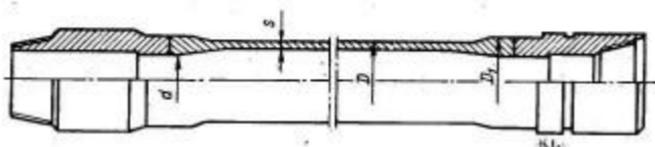




Трубы бурильные с приваренными замками  
Трубы бурильные с приваренными замками  
выпускаются по ТУ 14-3-1293—84 и по ТУ 14-3-1187—  
83.

Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293—84:  
ПК – 114×8,56, ПК 127×9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ-  
14-3-1293— 84 должны соответствовать указанным на  
рис. и в таблице ниже. Овальность и разностенность  
не должны выводить размеры труб за предельные  
отклонения по наружному диаметру и толщине стенки.  
На поверхности труб не должно быть плен, раковин,  
закатов, расслоений, трещин.



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



### Размеры труб с приваренными замками (мм)

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



**ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
I КЛАССА РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП ПРОЧНОСТИ**

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



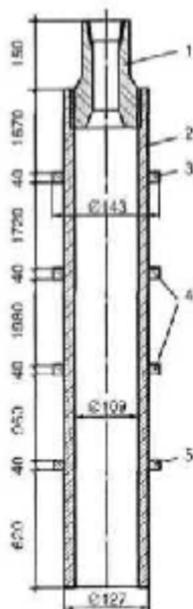
## **16 Зарезка и бурение второго ствола скважины**

**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

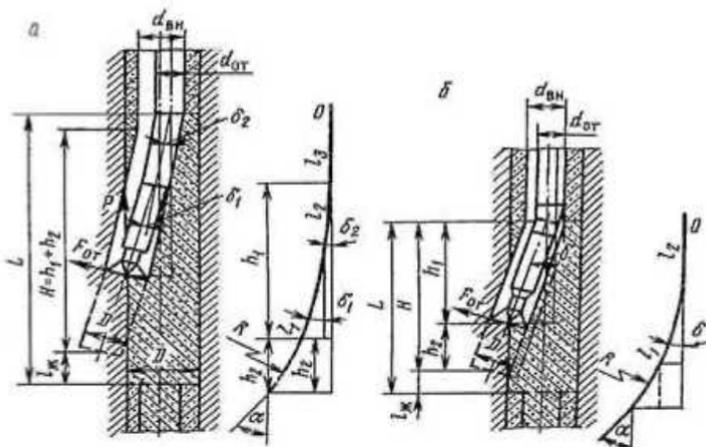
### Расчет минимальной длины вырезаемого участка ОК

С учетом увеличения интервала забуривания для условий желобообразования, минимальную длину вырезанного участка обсадной колонны рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$L = H \times k + \frac{D_3}{2 \times \sin a}$$

Где:

- H** — расчетный интервал забуривания, м  
**k** = 1,1 — коэффициент запаса для интервала забуривания  
**D<sub>з</sub>** — диаметр замка бурильной колонны, мм  
**a** — 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

$a$  — зенитный угол выхода ствола в интервале забуривания, рад.

С учетом вписываемости отклонителя в геометрические размеры ствола скважины в интервале забуривания, величины  $l_1$  и  $l_2$  определяются как:

- для отклонителя с двумя углами перекоса:

$$l_1 = \frac{(D_c + d_{BH} - d_{OT} + 2 \times l_2 + d_1)}{2 \times (d_1 + d_2)}$$

- для отклонителя с одним углом перекоса:

$$l_1 = \frac{(D_c + d_{BH} - d_{OT})}{2 \times \sin d}$$

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.



$d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр обсадной колонны, мм

$d_1$  и  $d_2$  — углы перекоса осей переводников отклонителя, рад

$l_2$  — длина средней секций отклонителя, мм

Определяем радиус искривления скважины:

$$R = \frac{(l_1 + l_2)}{2 \times \sin(d + b)}$$

Где:

$l_1$  и  $l_2$  — длины нижней и средней секций отклонителя, мм

$d$  — углы перекоса осей первой и второй секций отклонителя, град

$b$  — угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя, град

Угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя определяется по формуле:

$$\text{Tg}b = \frac{(D - d_{\text{от}})}{2 \times l_1}$$

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:

$$\cos a = \left(1 - \frac{D}{2 \times R}\right)$$



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 забури-вания 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
ОЗСВ146	108	4500	2500	2,30
ОЗС1В168	136	4900	2600	2,30
ОТВ219	168	4600	2800	3,00
ОТВ273	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
КОПВ115П	115	4,07	2,5	2,30
КОПВ115С	115	4,2	2,5	2,30



Тип отклонителя	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Присоединительная резьба	Угол отклоняющего клина, град
КОВ115	115	4270	210	146	3В76	2,5
КОВ115А	115	3955	168	146	—	2,2

**Примечание:** клин после спуска остается в скважине постоянно.

### Клин КОП 115М

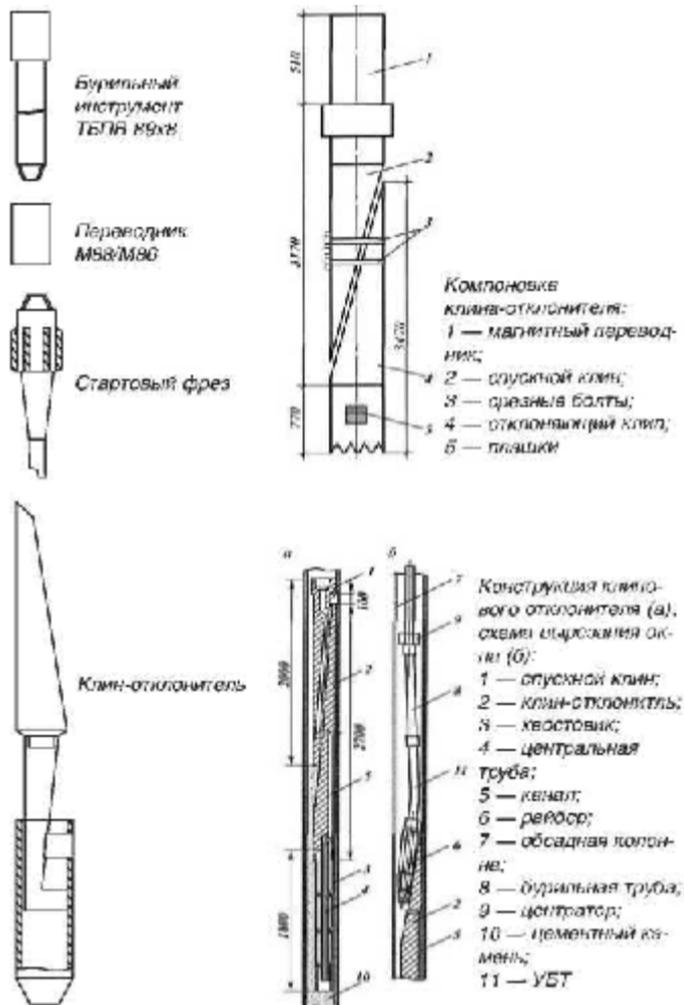
Предназначен для обеспечения необходимого отклонения фрезеров — райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм, а также для отклонения режущего и бурильного инструмента при забуривании и бурении дополнительного ствола через обсадную колонну 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





### Технические данные и характеристики вырезающих устройств типа УВ и УВУ

Тип устройства	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр, мм			Длин, мм (с центратором)	Масса, кг (с центратором)
		по направл- яющим	по корпусу	по раскрытым резцам		
УВВ114	140-146	—	114	175	3524	97
УВВ216	245-273	230	216	280	2030	275
УВУВ168	168	160	140	212	3830	310
УВУВ178	178	170	148	220	3830	320
УВУВ194	194	184	164	236	3830	329
УВУВ219	219	210	190	260	3830	336
ФРВ168 «Азимут»	168	144, 146, 148	140	215	1210	200



## Зарезка и бурение второго ствола

Техническая характеристика	Вырезающее устройство						
	УВ-114	УВ-216	УВУ	ФР-168	ТМГ-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			5В18
Частота вращения, с-1	0,5В 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	—	—	—



## Зарезка и бурение второго ствола

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	2В4	2В4	2В4	3В4,5	—	—	—
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

Техническая характеристика	Вырезающее устройство		
	УВУ	УВУ-01	УВУ-02
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
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
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	D1	L	1	l1	d	d1	Масса, кг	Резьба
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
ФКК-93	93.3	80	35 0	10 3	122	12	—	12	3-62
ФКК-97	97.3	80	35 2	10 3	122	12	—	15	3-62
ФКК-106	106	95	37 3	10 3	147	13	—	17	3-76
ФКК-115	114.7	95	42 8	12 8	172	13	—	21	3-76
ФКК-121	120.7	95	43 1	12 8	172	14	—	24	3-76
ФКК-127	127	108	42 8	12 8	172	14	—	27	3-88
ФКК-137	137.3	113	43 0	12 8	172	15	—	37	3-88
ФКК-143	143.3	113	46 0	15 4	173	15	—	40	3-88
ФКК-149	149.3	118	47 5	15 4	173	16	—	45	3-101
ФКК-167	166.7	146	51 0	15 4	198	18	—	57	3-121
ФКК-192	192.1	146	57 3	17 9	222	18	26	75	3-121
ФКК-198	198.1	146	57 5	17 9	222	20	28	79	3-121



## Зарезка и бурение второго ствола

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФКК-217	216. 5	178	61 7	17 9	246	20	38	115	3-147
ФКК-223	222. 5	178	62 0	17 9	246	20	42	121	3-147
ФКК-245	245. 1	178	68 0	20 4	270	20	50	150	3-147
ФКК-272	272. 5	203	74 2	23 0	295	22	40	180	3-171
ФКК-298	297. 9	203	80 5	25 5	319	22	50	215	3-171
ФКК-312	311. 7	203	81 2	25 5	319	22	60	220	3-171

## Фрезеры-райберы

Шифр	Диаметр трубы	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	L	l	d	d <sub>0</sub>	Масса, кг	Резьба
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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



## Зарезка и бурение второго ствола

ФРС-168-3	168	142	110	500	362	25	25	46	3-88
-----------	-----	-----	-----	-----	-----	----	----	----	------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ФР-В219-1	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, РПМ-75К12В или Т17К12.



### Фрезеры скважинные для прорезания «окна»

Шифр	D, мм	Длина, мм			Масса, кг	Резьба
		общая, L	конусной части, I	цилиндрической части, I <sub>1</sub>		
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  $8^\circ$ . 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

#### **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 загруженном 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** производит 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 ар-бузообразного (калибровочного) фреза.

- 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	0,5В2	3-76
фрез оконный ФО-124	124	0,5В2	3-76
фрез арбузообразный ФА-124	124	0,5В2	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 резной;
- 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.

Характеристики	Марка разъединителя	
	PP-102	PP -114
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм	102	114
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



## Зарезка и бурение второго ствола

1	2	3
- промывочных окон	19	19
- кольца «стоп»	70	70
Инструмент для спуска колонны	Трубы с внутренним диаметром 48—59 мм	
Присоединительная резьба		
- к инструменту	ЗВ86	ЗВ86
- 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	
	P3 -102	P3-114
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
<i>Размеры пробок, мм:</i>		
Наибольший диаметр металлической части:		
- продавочной	34	34



## Зарезка и бурение второго ствола

- 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 шлипсов, 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

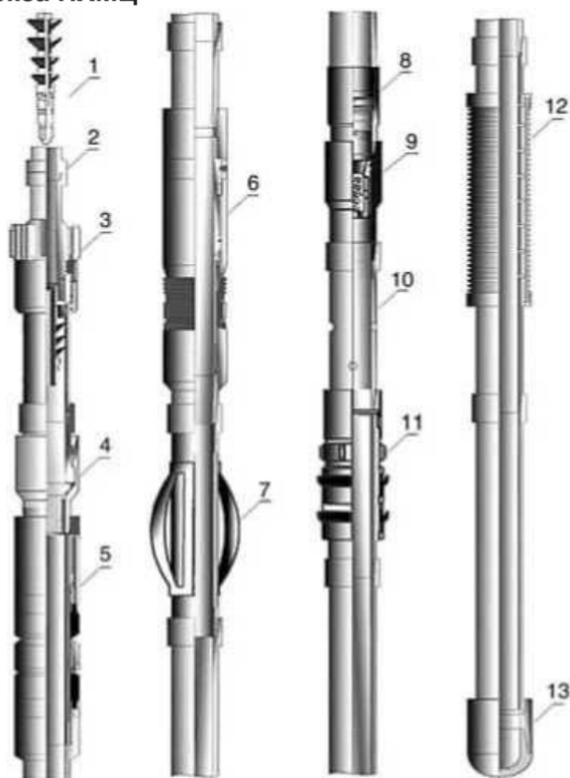
Предназначено для спуска, цементирования и подвески хвостовиков с их цементированием, манжетным цементированием и без цементирования.



## Зарезка и бурение второго ствола

Параметры	ПХЦ-114М68 ПХЦ-102М46 цементирова ние хвостовика	УСПГХ-Ц- 114М68 манжетное цементиро ванне хвостовика	ПХН- 114М68 ПХН- 102М46 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

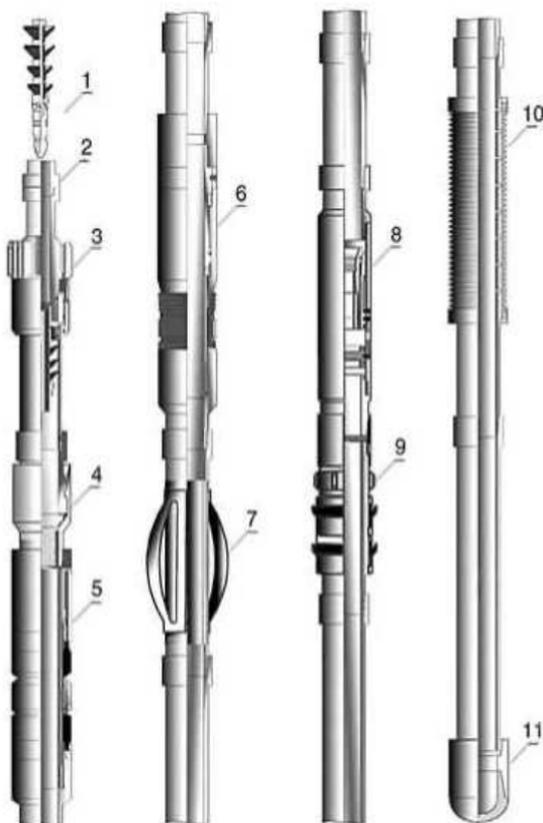
Технологическая схема крепления скважины, с манжетным цементированием, с использованием комплекса ПХМЦ



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

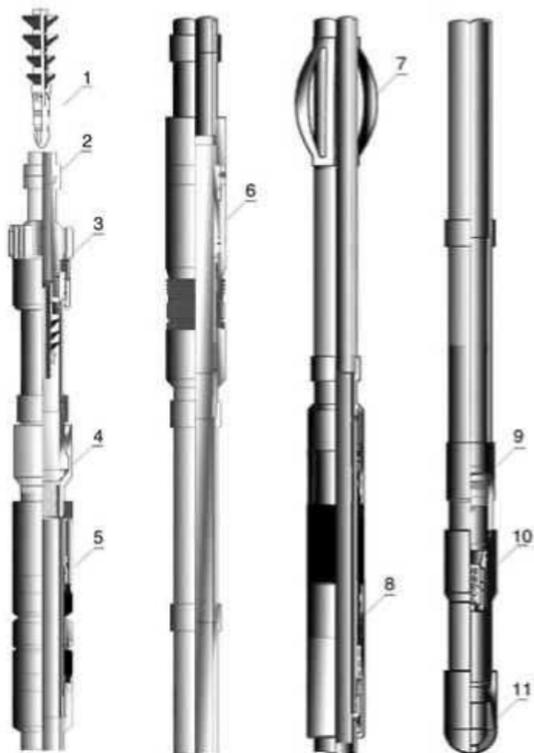


*Состав:*

- 1. Верхняя цементировочная пробка;
- 2. Транспортировочная колонна;
- 3. Разъединительный узел;
- 4. Безопасный переводник;
- 5. Пакерный узел;
- 6. Якорный узел;

- 7. Центратор;
- 8. Цементировочная муфта;
- 9. Манжетный переводник;
- 10. Фильтр;
- 11. Башмак глухой.

Технологическая схема крепления скважины, с прямым цементованием, с использованием комплекса ПХЦ



1. Верхняя цементировочная пробка;  
2. Транспортировочная колонна;  
3. Разъединительный узел;  
4. Безопасный переводник;  
5. Пакерный узел;  
6. Якорный узел;

7. Центратор;  
8. Гидравлический пакер;  
9. Стоп патрубок;  
10. Обратный патрубок;  
11. Башмак .



### Пересчет производительности

л/сек	л/мин	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сут
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
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



<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
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:  $17 \text{ л/сек} = 16 \text{ л/сек} + 1 \text{ л/сек} = 960 \text{ л/мин} + 60 \text{ л/мин} = 1020 \text{ л/мин}$