

Научно-техническое предприятие

“Нефтегазтехника Баку”

Оборудование и технологии для нефтегазовой отрасли.



NEFTEGASTECHNIKA

Адрес: Азербайджан, Баку, Шарафат Мехтиев 9F

Телефон: +994 51 231 00 00

www.neftegastekhnika.com, info@neftegastekhnika.com

О предприятии

- **ООО «Нефтегазтехника Баку»** работающей в области разработки/внедрения оборудования и технологий для нефтегазовой отрасли. Основные направления работы это пакерно-якорное оборудования, оборудования для борьбы с пескопроявлением применением проволочных забойных фильтров как в стадии завершения скважины после бурения, так же для добывающих и с боковым стволом скважин на границе пласт-скважина а образованных пробок в забое применяемых очистительных инструментов, оборудования для организации одновременно-раздельной закачки в многопластовые скважины, использование пакерно - якорных технологий для изоляции негерметичностей эксплуатационной колонны, комплекс оборудования для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважины, оборудования для ликвидации скважин морских месторождениях с применением гидравлически устанавливаемых разбуриваемых пакеров пробок и сверлильного устройства с дистанционным управлением, оборудования для опрессовки устья(перевентора) скважины.



**“ Применение нового проволочного
забойного фильтра обеспечивающего
вскрытие продуктивной толщи и борьбы с
пескопроявлениями в скважинах
законченных бурением”**

Технология бесперфорационного вскрытия продуктивного пласта

Исследование результатов большого числа скважин с кумулятивной перфорацией показало, что под разрушительным воздействием перфоратора цементное кольцо за эксплуатационной колонной и структурное строение пласта разрушается, в результате поглощения бурового раствора ухудшается фильтрационная способность пласта, создаются предпосылки для сложных аварий, и падает коэффициент нефтеотдачи пласта.

Для предотвращения разрушительных последствий при вскрытии пласта кумулятивным перфоратором, предлагается при проектировании бурения скважин с незначительными ожидаемыми пескопроявлениями применить бесперфорационный метод вскрытия продуктивного пласта.

При бесперфорационном методе предполагается просверлить в эксплуатационной трубе $40\div 100$ отверстий диаметром 14,7 мм на 1 м и после заглушения их пробками использовать трубу в качестве забойного фильтра.

Если при перфорировании площадь вскрытой поверхности колонны составляет, 0,32 % на 1 м, то при предлагаемом варианте, при условии сохранения прочности этот показатель достигает 1,93 % на 1 м.

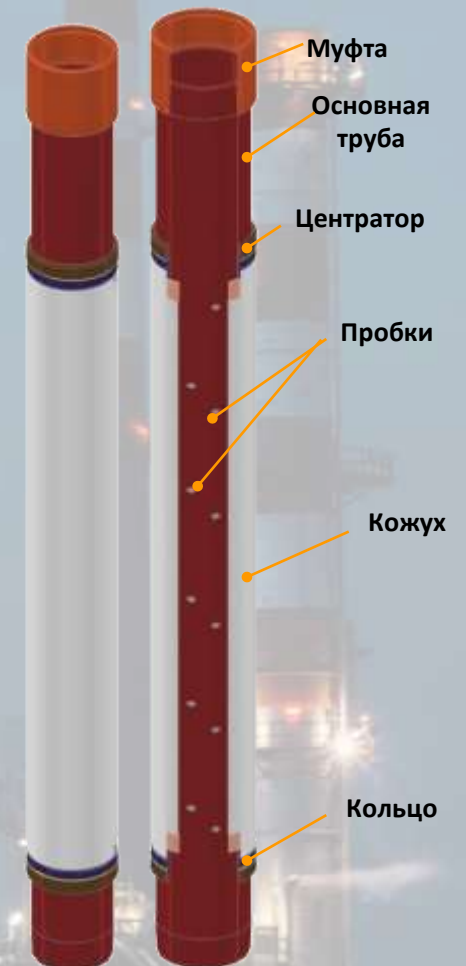
Так – как в следствии применения данного фильтра градиент давления в фильтровой зоне падает в 4-5 раз, то разрушение цементного кольца в затрубье и структуры пласта заметно уменьшаются. После обработки глинистой кислотой создается связь между пластом и скважиной и вследствие растворения в пласте глинистых частиц породы, улучшаются фильтрационные качества пласта и увеличивается производительность скважины.

Технология бесперфорационного вскрытия продуктивного пласта

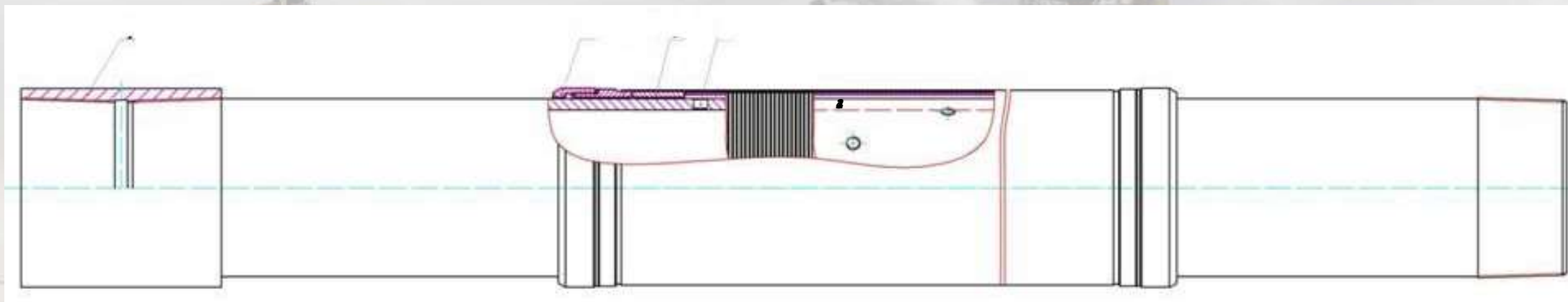
Основные технологические характеристики скважинного фильтра:

Ширина фильтрующей щели, не менее, мм-----	0,2
Вид скважинного фильтра-----	неизвлекаемый
Состав фильтрующей сетки-----	трапецеидальная коррозионностойкая проволока
Скважинная среда-----	нефть, газ, пластовая вода
Температура скважинной среды, К-----	373
Минимальный внутренний пропускной диаметр, мм-----	145
Внутренний диаметр отверстий в корпусной трубе, мм-----	12
Число отверстий в корпусной трубе на 1м, шт.-----	41;60;80;100
Максимальный наружный диаметр фильтра, мм-----	188
Длина фильтрующей секции, м-----	4,2
Длина фильтрующего элемента, м-----	3

В целях предотвращения заполнения щелей фильтра при цементировке спущенной эксплуатационной колонны, фильтр защищён снаружи специальным кожухом, который после цементировки разрушается химическим раствором.



Технология бесперфорационного вскрытия продуктивного пласта



1 Муфта , 2 Центратор , 3 Фильтр , 4 Пробка.

**Трубы с пробками
подготовленные для
наружной и внутренней
шлифовке**



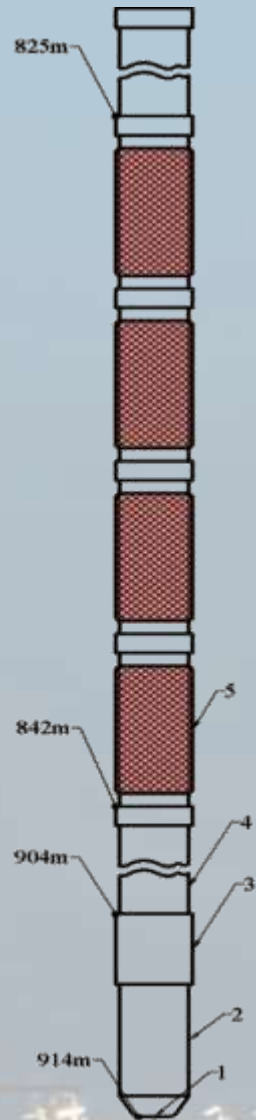
**Сверление отверстий
установленного диаметра на
станке, нарезание резьбы под
пробки с конической
резьбой, завинчивание
пробок.**



Спуск проволочных фильтров в пробуренную скважину



Схема сборки фильтра на скважине № 1141 месторождения “Пираллахи”



1- 168,3мм башмак;

2- 168,3мм труба;

3- обратный клапан;

4- цельная труба;

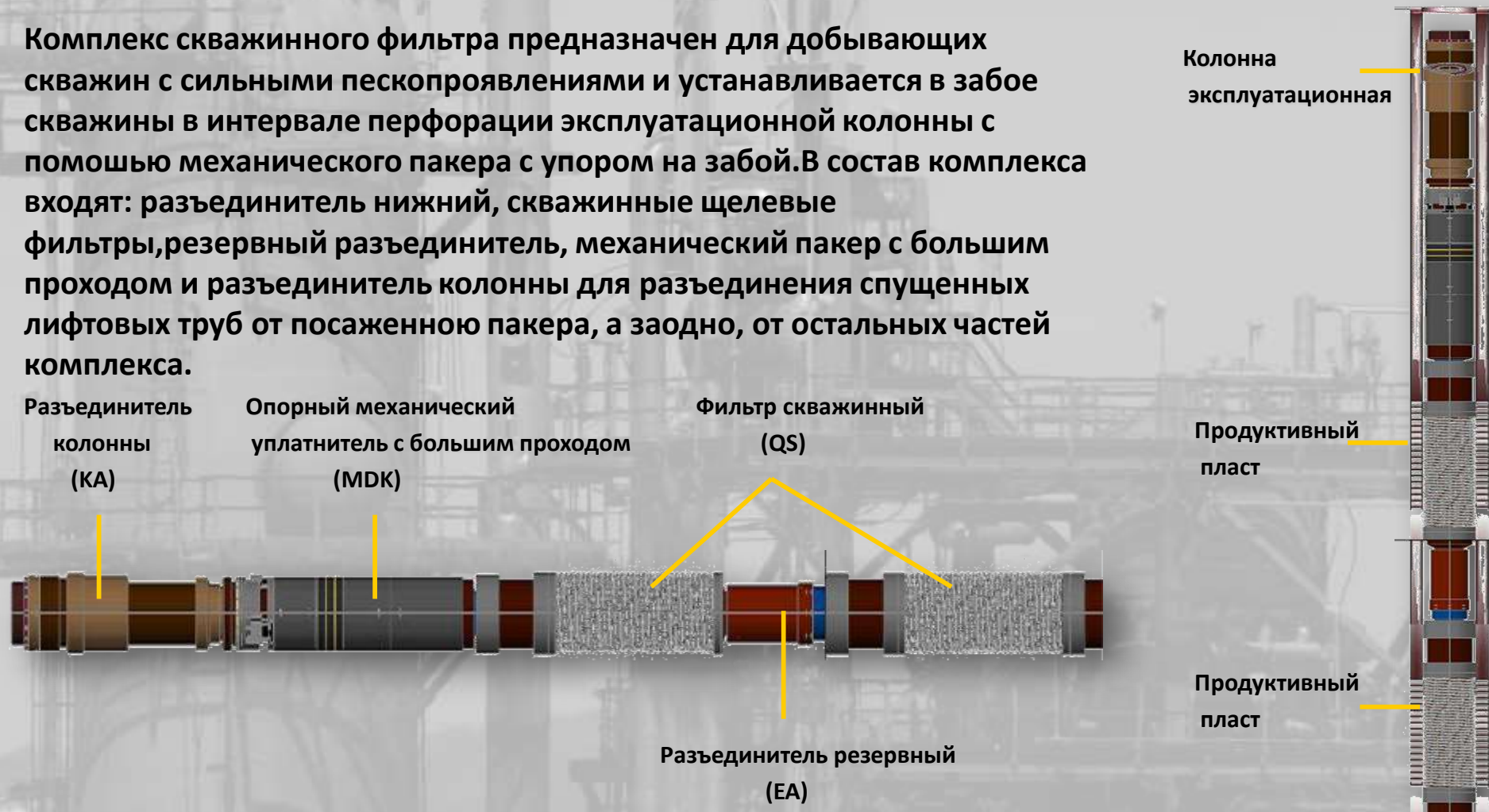
5- 168,3мм фильтр 5штук.

**Сведения о скважинах законченных бурением, в
которых применен проволоочный забойный фильтр по
состоянию 28.01.2016 г**

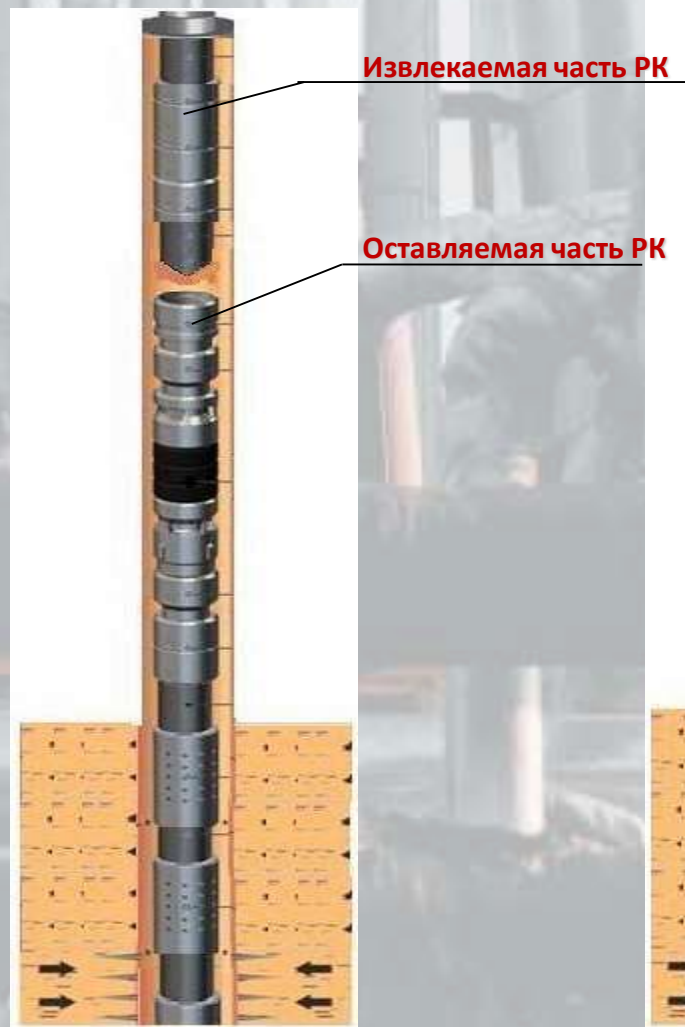
НГДУ	Скважина №	Дата применения фильтра	Глубина спуска колонна	Интервал спуска фильтров м	Число фильтров, штук	Q _{нефть} , т/сут	Q _{вода} , т/сут	Q _{жидкость} , т/сут	Примечание
Абшероннефть	1097	06,12,2013	813	771-809	5	4,0	0,3	4,3	Скважина работает в стабильном режиме
	1141	27,12,2014	904	822-842 817-837 факт	4	3,6	-	3,6	Фильтр спущен 05,04,2015, году 841-833 интервал RDX-86 г перфорировано с вскрытием 160 отверстий
	1181	15,04,2015	740,5	680-690	3	2,0	0,4	2,4	Пущено с фильтром 29,01,2015-27,04,2015 году 701-693;690-680 м интервала перфорировано
	765	27,04,2016	1500	1446-1458	3	-	-		Здана бурением
Нефтяные Камни	2152 блок V основание 2150	01,04,2015	1702	1625-1636	3	17	-		Скважина работает в стабильном режиме
	2256 блок V основание 2521	04,02,2015	1514	1480-1490	3	-	90	90	Перешла в фонтан с дебитом 90м³ воды после заливки цементного моста скважину перевила на верхний горизонт (возврат на верхний горизонт)
	2612 площадка 418 А	08,06,2015	1099	908-912 917-921 факт	2	4,0	-	4	Скважина работает в стабильном режиме
	2156 блок V основание 2150	19,09,2015	1644 Каратажом 1646 факт	1590,5- 1598,5; 1593- 1601 факт	2	15	-	15	Скважина работает в стабильном режиме

Комплекс внутрискважинного фильтра для добывающих скважин

Комплекс скважинного фильтра предназначен для добывающих скважин с сильными пескопроявлениями и устанавливается в забое скважины в интервале перфорации эксплуатационной колонны с помощью механического пакера с упором на забой. В состав комплекса входят: разъединитель нижний, скважинные щелевые фильтры, резервный разъединитель, механический пакер с большим проходом и разъединитель колонны для разъединения спущенных лифтовых труб от посаженного пакера, а заодно, от остальных частей комплекса.



Последовательность применения забойного скважинного фильтра



Разъединитель колонны типа КА

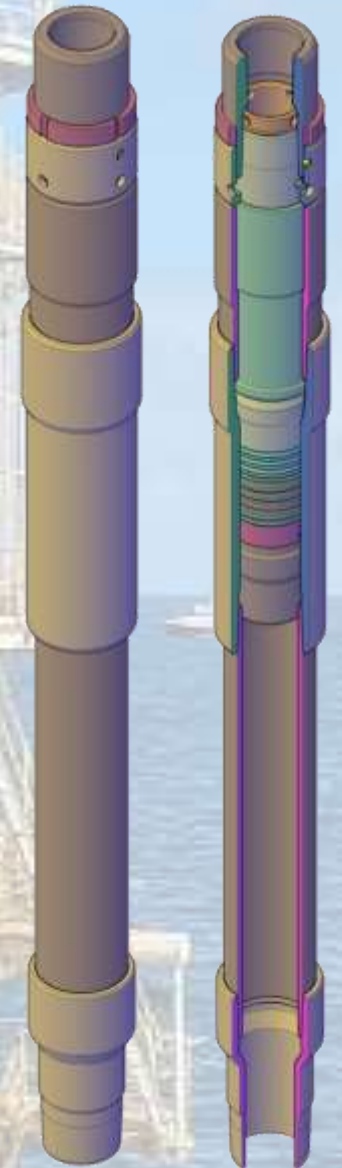
Разъединитель колонны типа КА предназначен для разъединения спущенных насосно-компрессорных труб от посаженного в эксплуатационной колонне пакера.

Разъединитель может применяться как в составе скважинного забойного фильтрационного комплекса, как и в состав других скважинных оборудований.

Разъединитель срабатывает гидравлическим способом сбрасыванием шара или приёмного клапана с дальнейшим созданием давления в насосно – компрессорных трубах а также механическим способом спуском ударника с помощью канатной техники или штанг

Техническая характеристика:

Шифр-----	КА-140/90-35
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм-----	168
Способ разъединения-----	гидравлический, механический
Давление срабатывания, МПа-----	регулируемое, 3÷25
Способ соединения-----	механический, разгрузкой труб
Внутренний проходной диаметр, мм-----	90
Наружный диаметр, мм-----	136,140,145
Длина, мм-----	1670



Механический опорный уплотнитель типа MDK2

Опираясь на забой скважины или любой другой опорный элемент, сидя плотно и неподвижно во внутренней поверхности эксплуатационной колонны сохраняя действие осевой сжимной силы, предназначена при этом, для герметичного отделения нижней и верхней фаз от себе (друг от друга). Состоит из двух частей: механического уплотнителя и механического якоря.

Техническая характеристика:

Шифр----- MDK2-136/96-35

Условный диаметр

обсадной колонн, мм- ----- 168,3

Максимальный внутренний

диаметр обеспечивающий

герметичность уплатнителя

обсадной колонн,мм----- 144,1 ÷ 147,1

Рабочее давление, МПа- ----- 35

Рабочей среды ----- нефть,газ,вода

Максимальная температура

рабочей среды, К, ----- 373

Диаметр внутреннего

прохода----- 96

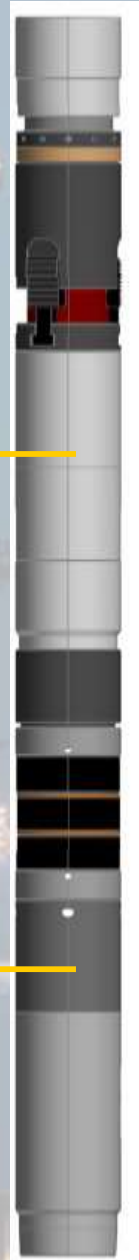
Габаритные размеры,мм:

наружный диаметр----- 136

длина----- 1870 ± 10

Механический якорь

Механический уплатнитель

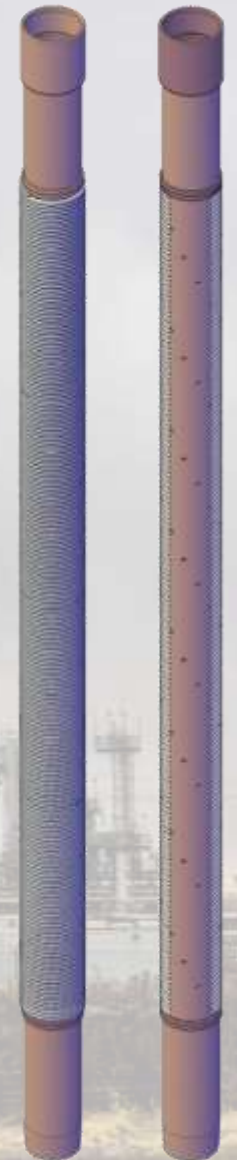


Скважинный фильтр типа QS

Скважинный фильтр типа QS, является основной частью фильтрового комплекса, спущенного в забой скважины для борьбы сильным пескопроявлением. Сажается при помощи механического пакера в зоне забоя скважины. С помощью колонного разъединителя разъединившись от колонны лифтовых труб и поднимается на поверхность. Задачей скважинных фильтров является недопущение поступления крупного гранулометрического состава в внутри фильтровую зону, поступающего притоком и не подлежащих выносу из скважины насосным или компрессорным способом, внутрискважинные проволочные фильтра изготавливаются на основе насосно-компрессорных труб диаметрами 102,114 и 127 мм

Техническая характеристика:

Шифр	QS-138/107-2; QS-128/100-2; QS-114/88-2		
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168		
Диаметр проходного отверстия, мм	107;	100;	88
Наружный диаметр, мм	138,	128,	114
Длина, мм	3000,	5000,	10000
Ширина фильтрующей щели, не менее, мм,	0,2±0,015		
Тип	открытый		
Вид скваженного фильтра	неизвлекаемый		
Состав фильтрующей сетки	трапецеидальная коррозионностойкая проволока		
Скважинная среда	нефть, газ, пластовая вода		
Температура скважинной среды, К	373		
Минимальный внутренний проходной диаметр, мм	145		
Диаметр отверстия основной трубе, мм	15		
Число отверстий в корпусной трубе на 1м, шт	90		



Разъединитель резервный типа ЕА

Разъединитель резервный типа ЕА применяется как соединяющий узел скважинных фильтров в составе скважинного забойного фильтрационного комплекса и выполняет функцию аварийного разъединения их при не возможности извлечения всех узлов комплекса одновременно.

Техническая характеристика:

Шифр изделия-----ЕА-136/100-35

Условный диаметр

эксплуатационной колонны, мм----- 168

Способ разъединения-----механический, натягом

Внутренний проходной

диаметр, мм-----100

Наружный диаметр, мм-----136

Длина, мм-----750

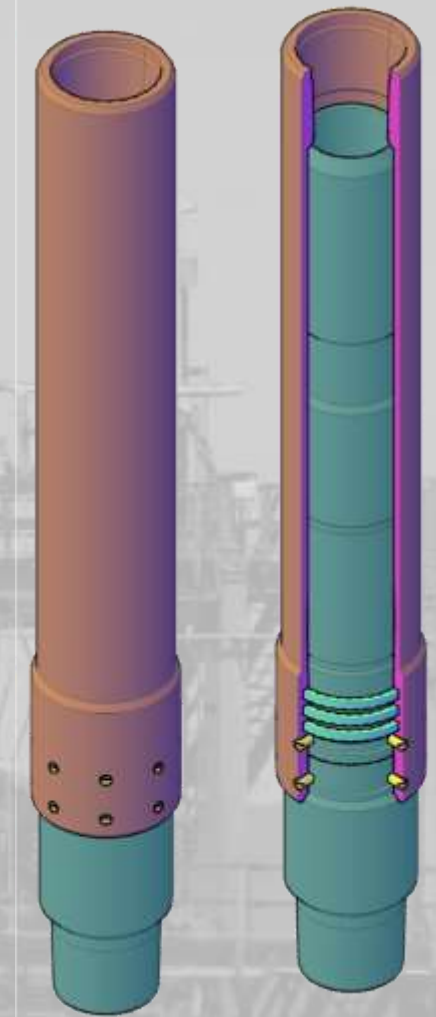


Схема установки комплекса забойного фильтра в скважине НГДУ “Абшероннефть” № 719

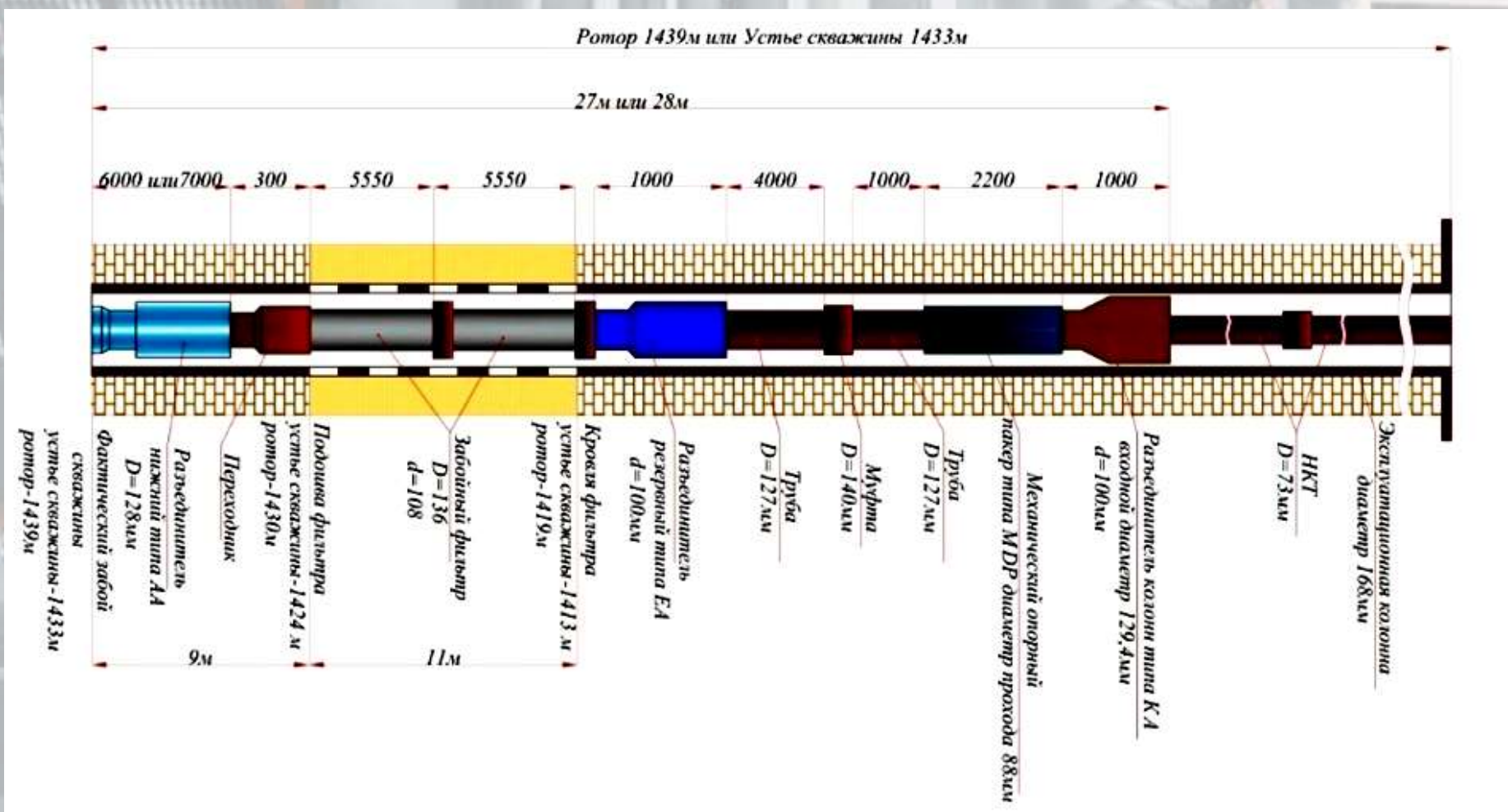
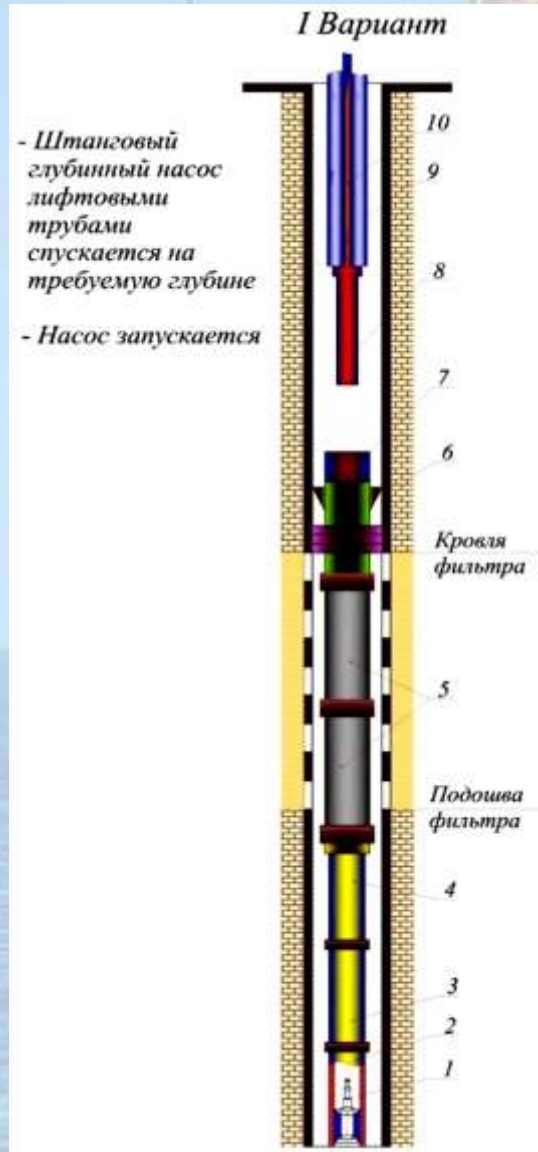
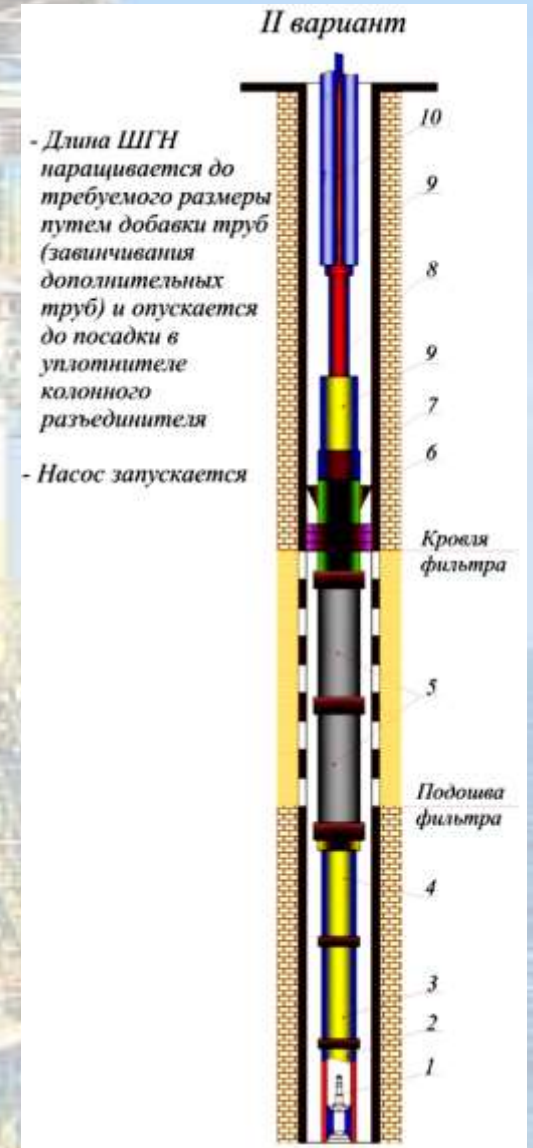


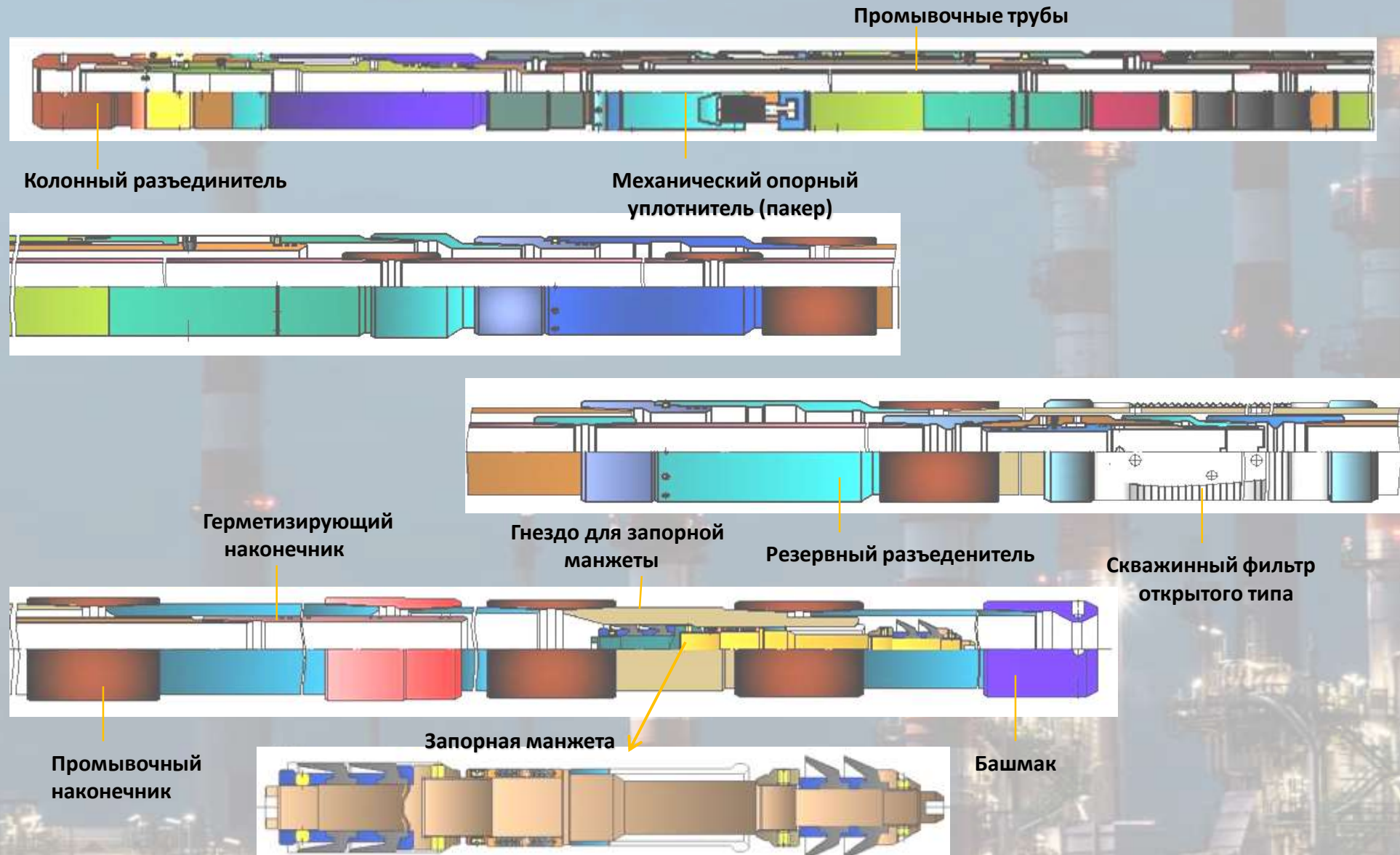
Схема применения штангового глубинного насоса ШГН в скважинах с посаженным оборудованием фильтра



1. Пробка,
2. Нижний разъединитель,
3. Промежуточный нижний разъединитель,
4. Нижний разъединитель с манжетам,
5. Проволочные забойные фильтры,
6. Механический опорный пакер,
7. Часть колонного разъединителя остающаяся в скважине,
8. ШГН,
9. НКТ,
10. Штанги.



Усовершенствованный проволочный фильтрующий комплекс, позволяющий производить промывку при спуске в действующие скважины с пескопроявлениями



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

Комплекс фильтра предназначен для закончивания скважин с резкой бокового ствола малого диаметра.

Техническая характеристика:

Условный диаметр

обсадной колонн, мм-----168

Механический уплотнитель

для обсадной колонный, мм-----136; 140; 145

Диаметр пробуренного

бокового ствола, мм-----142

Обсадная колонна

бокового ствола, мм-----114

Наружный диаметр

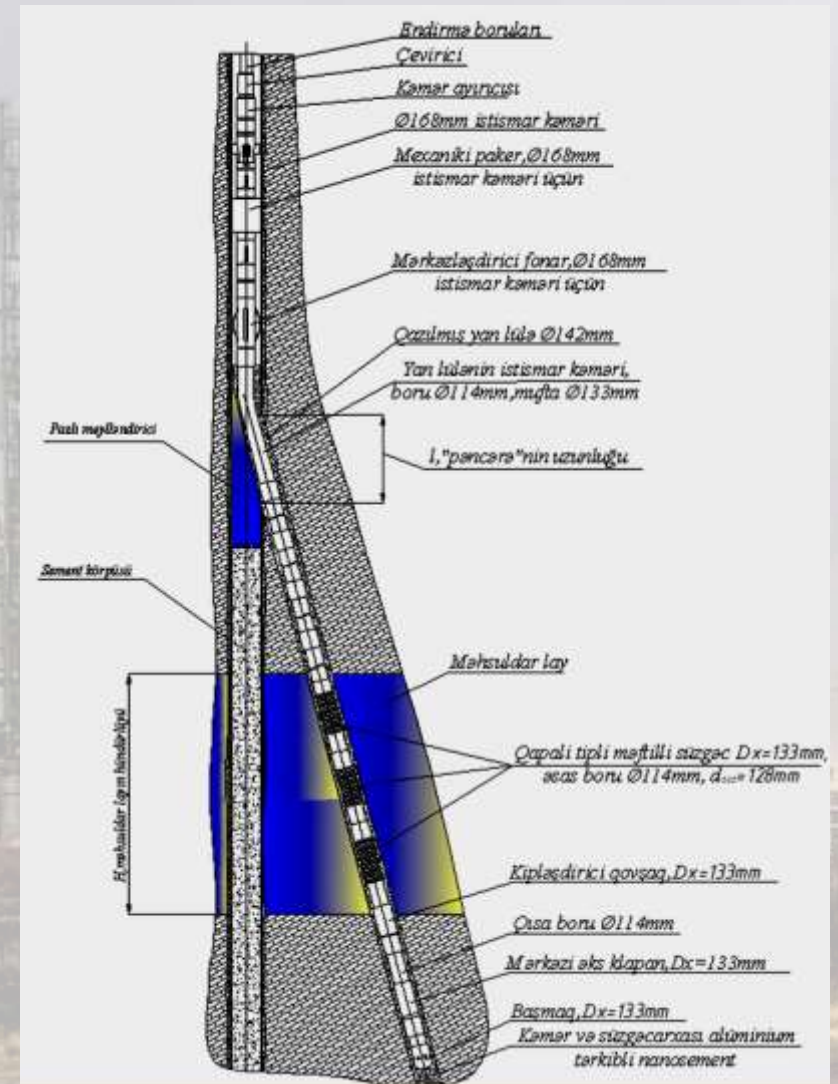
проволочного фильтра, мм-----133

Наружный диаметра центрального

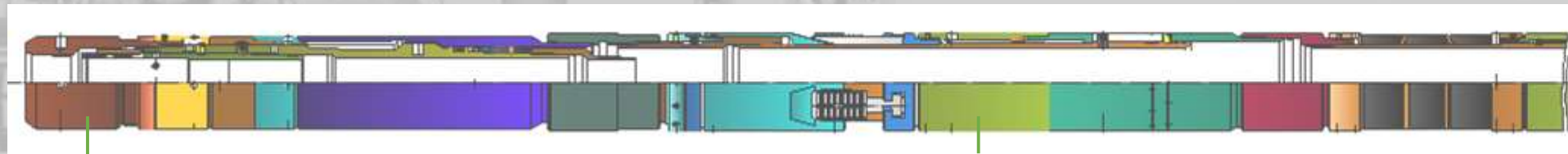
обратного клапана, мм-----130

Длина центрального обратного

клапана, мм-----660

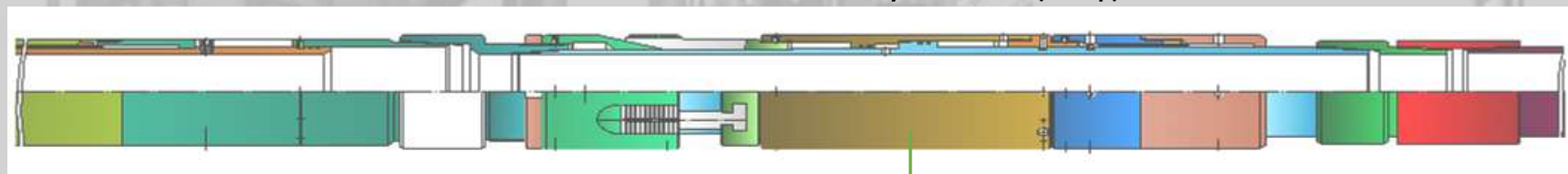


Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра



Колонный разъединитель

Механический опорный
уплотнитель (пакер)



Соединение труб

Гидромеханический якор



Фильтр скважинный
закрытого типа

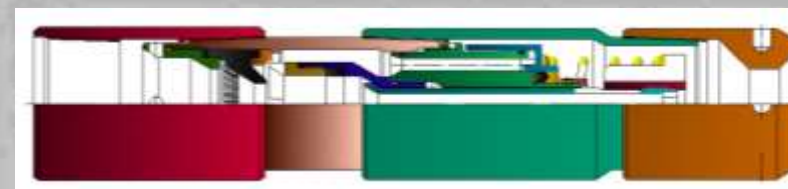
Уплотнительный
узел

Продавочная
манжета

Нижняя манжета

Центральный обратный
клапан

Центральный обратный клапан



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

Разъединитель колонны типа КА1

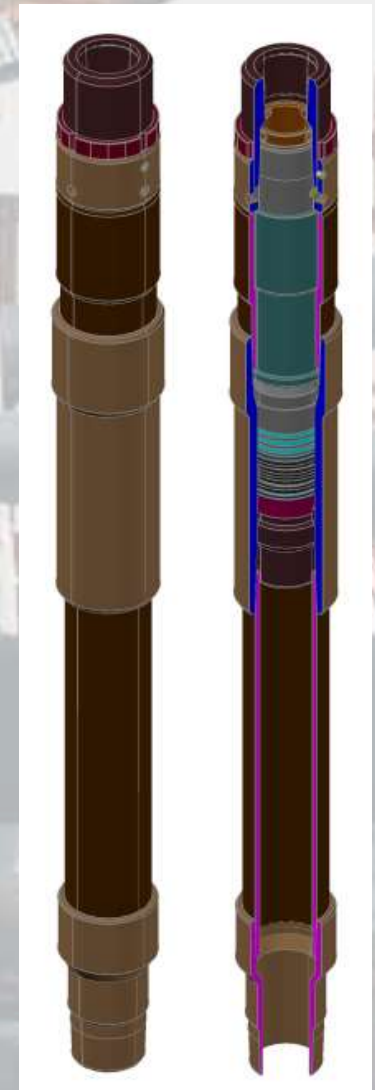
Назначение:

Разъединитель колонны типа КА1 предназначен для разъединения спущенных насосно-компрессорных труб от посаженного в эксплуатационной колонне пакера. Разъединитель может применяться как в составе забойного фильтрационного комплекса для скважин с пробуренным боковым стволом, так и в составе других скважинных оборудования. Разъединитель срабатывает гидравлическим способом, созданием давления в насосно-компрессорных трубах, а также механическим способом – вращением лифтовых труб вправо.

Техническая характеристика:

Шифр	-КА-140/100-35
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	-168
Способ разъединения	-гидравлический, механический
Давление срабатывания, МПа	-регулируемое, 3÷3,5
Способ соединения	-механический, разгрузкой труб

Внутренний проходной диаметр, мм	- 100
Наружный диаметр, мм	- 136; 140; 145
Длина, мм	-1670



Опорный механический пакер с большим проходом типа MDP

Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

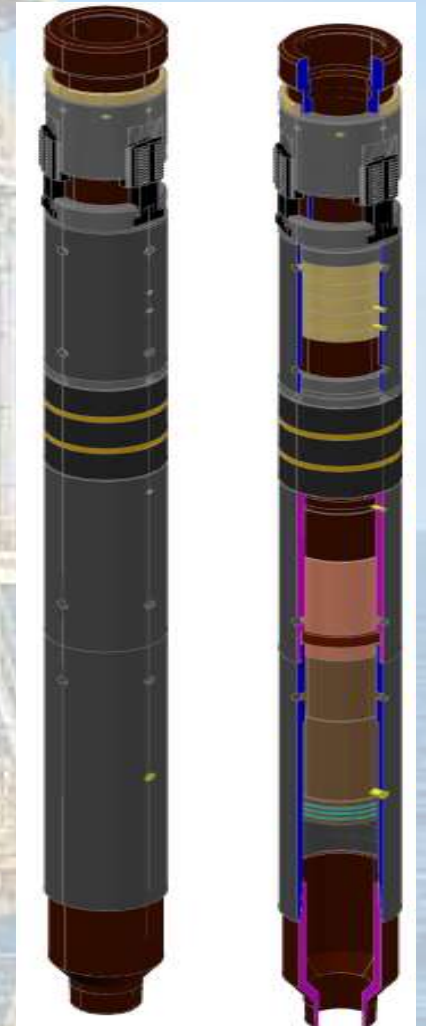
Назначение:

Опорный механический пакер типа MDP предназначен для герметичного разобщения надпакерной зоны от пласта, при применении забойных скважинных фильтров и удержании их в забое скважины без перемещения во время эксплуатации.

Пакер также препятствует выносу песка в обход скважинных забойных фильтров.

Техническая характеристика:

Шифр изделия	- MDP-140/96-35
Условный диаметр эксплуатационной колонны разобщаемый пакером, мм	- 168
Диапазон внутреннего диаметра эксплуатационной колонны гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм	- 147,1 - 152,3
Присоединительная резьба по ГОСТ 632-80, мм	- 127
Рабочее давление, МПа	- 35
Диаметр проходного отверстия, мм	- 96
Способ установки	- механический, осевой нагрузкой
Наружный диаметр, мм	- 136; 140; 145
Длина, мм	- 2000
Способ извлечения	- механический, натяжением труб



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

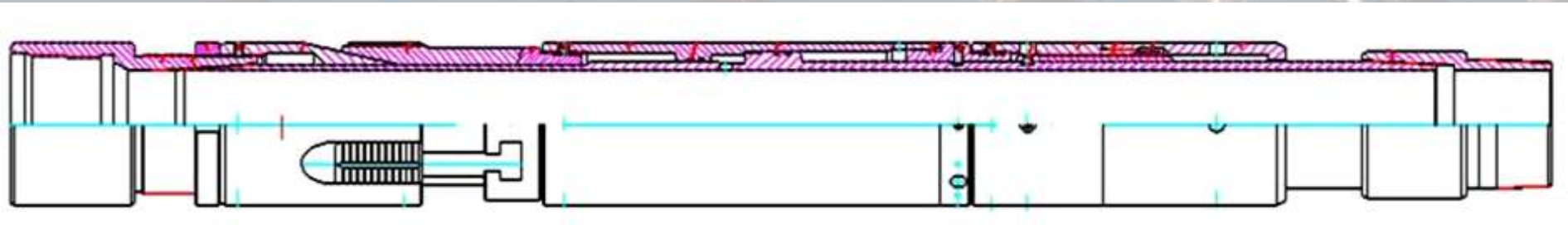
Гидромеханический якорь типа HML

Назначение:

Гидромеханический якорь с большим проходом типа HML предназначен для установки гидравлическим способом в основной эксплуатационной колонне выше пробуренного окна и предотвращения проскальзывания вниз всего спущенного комплекса после его посадки. Якорь извлекается механическим путем с натяжением спущенных лифтовых труб.

Техническая характеристика:

Шифр изделия (образец)	HML-168/136-35
Способ посадки	гидромеханический
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168
Рабочее давление, МПа	35
Наружный диаметр, мм	136; 140; 145
Внутренний проходной диаметр, мм	96
Длина, мм	1362



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

Неизвлекаемый скважинный фильтр

Забойный проволочный щелевой фильтр предназначен для предотвращения поступления потоком жидкости оседающего крупнозернистого гранулометрического состава во внутрь фильтра, который невозможно извлечь внутрискважинным добывающим оборудованием. Забойный фильтр закрытого типа QSQ спускается в составе комплекса в открытый боковой ствол и цементируется специальным цементным раствором, а после затвердения активизируется кислотной обработкой специального состава, тем самым достигается связь скважины с пластом.

Основные технологические характеристики:	
Тип фильтра	-----закрытый
Ширина фильтрующей щели, не менее, мм	-----0,2
Вид скважинного фильтра	----- неизвлекаемый
Состав фильтрующей сетки	-----трапецеидальная коррозион- нотойкая проволока
Скважинная среда	-----нефть, газ, пластовая вода
Температура скважинной среды, К	-----373
Минимальный внутренний пропускной диаметр, мм	-----100
Диаметр отверстий на основной трубе, мм	-----12
Число отверстий на 1 м основной трубы, шт	-----40; 60; 80; 100
Максимальный наружный диаметр фильтра, мм:	
- по муфте	-----132
- по фильтроэлементу, мм	-----128
Длина фильтрующей секции, м	-----4,2
Длина фильтрующего элемента, м	-----3
Условный диаметр основной трубы, мм	-----114



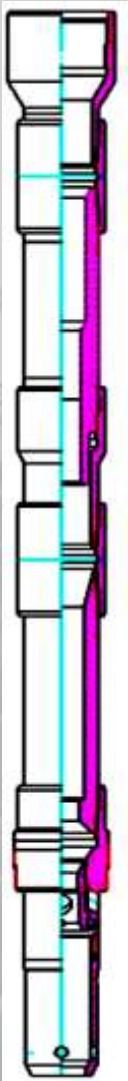
Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

Узел уплотнительный

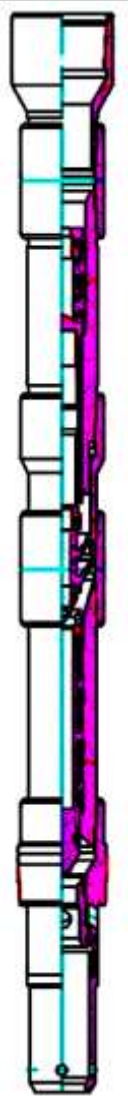
Назначение:
В назначение уплотнительного узла входит удерживание в открытом состоянии низа фильтрационного забойного комплекса для проведения промывочных работ, а во время цементировочных работ плотно закрывая внутренний проход, препятствовать обратному перетоку цементировочного раствора во внутреннюю полость трубы, выполняя роль гнезда для нижней и продавочной манжет.

Технические показания:	
Минимальный внутренний проходной диаметр, мм	44
Рабочее давление, МПа	35
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168
Наружный диаметр, мм	130
Длина, мм	1375

Уплотнительный
узел



Уплотнительный узел
вместе с манжетами



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

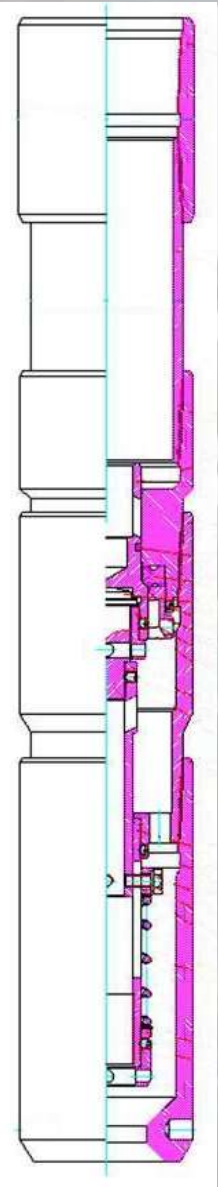
Центральный клапан обратного действия

Назначение:

Центральный клапан обратного действия с закрытым проходным диаметром типа МЭК-Q, предназначен для спуска на нижнем конце комплекса внутрискважинного забойного фильтра, с целью проведения возможной промывки во время спуска оборудования, а после проведения цементировочных работ герметичного закрытия центрального прохода во избежание обратного перетока цементного раствора во внутрь спущенного оборудования.

Технические показания:

Шифр изделия-----	МЭК-Q
Тип-----	закрытый проход
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм----	168
Рабочее давление, МПа-----	35
Наружный диаметр, мм-----	132
Длина, мм-----	880



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

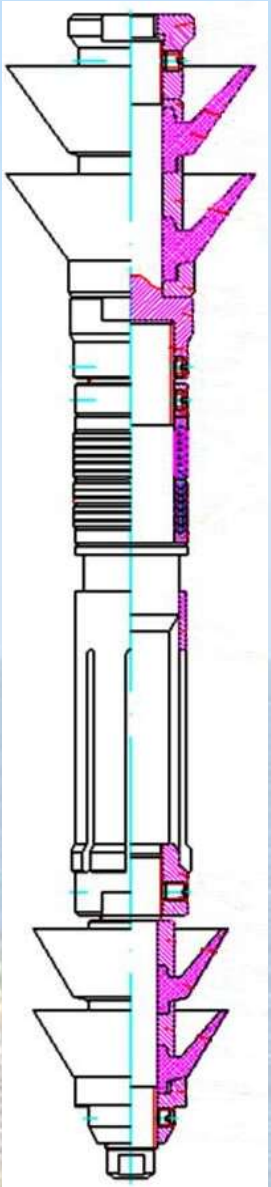
Манжета продавочная ВМ-48

Назначение:

Манжета продавочная вводится в лифтовые трубы фильтрующего комплекса вместе с закачкой определенного объема цементного раствора, с целью предотвращения смешивания закачиваемой жидкости с цементным раствором, а после посадки на свое гнездо – обратного перетока цементного раствора в лифтовые трубы.

Техническая характеристика:

Шифр изделия	ВМ-48
Посадочный диаметр, мм	48
Способ соединения	гидравлический
Наружный диаметр манжет, мм:	
- верхних	105
- нижних	82
Длина, мм	495



Комплекс проволочного забойного фильтра для добывающих скважин с пробуренным боковым стволом малого диаметра

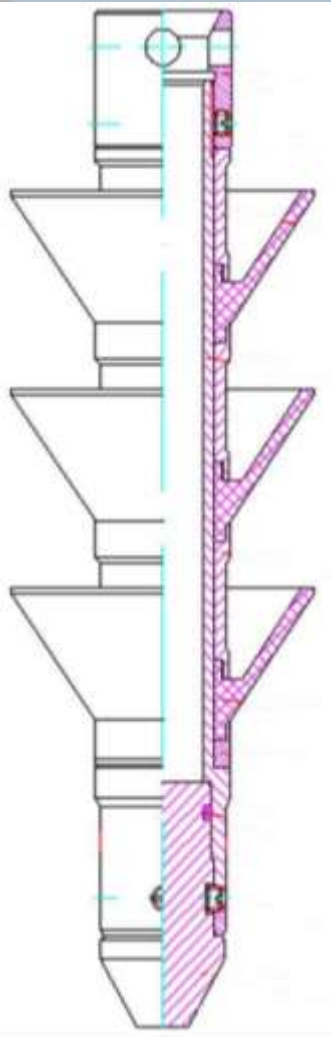
Манжета нижняя (АМ-44)

Назначение:

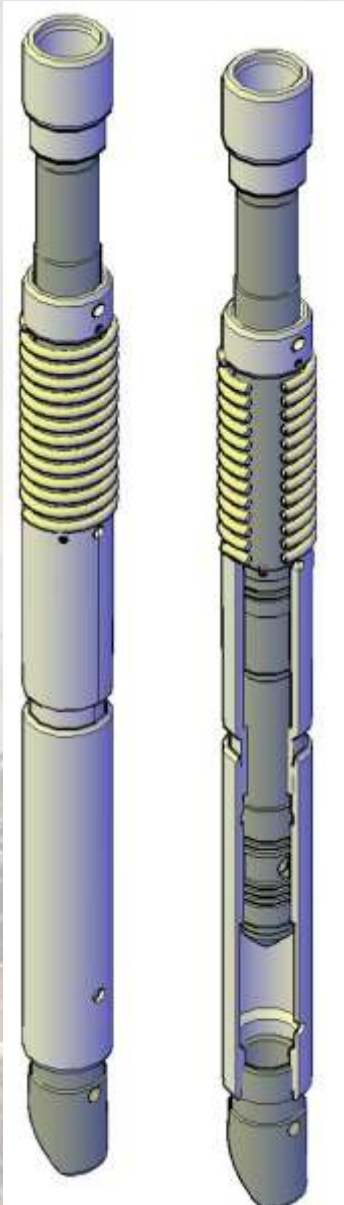
Нижняя манжета типа АМ-44 предназначена для введения в лифтовые трубы перед закачкой цементного раствора, при достижении забойного фильтрационного комплекса места назначения, чтобы предотвратить смешивание цементного раствора с промывочной жидкостью, а после посадки на свое гнездо под определенным давлением закачки, открытия центрального прохода для перетока цементного раствора в за колонное пространство.

Техническая характеристика:

Шифр изделия-----	АМ-44
Посадочный диаметр, мм-----	44
Давление открытия, МПа-----	2,5 ÷ 4
Способ соединения-----	гидравлический
Наружный диаметр, мм-----	106
Длина, мм-----	316



Устройство для очистки скважин от песчаных пробок



Назначение:

Разработанные гидравлические и механические устройства для очистки пробок позволяют очистить песчаные пробки в скважинах с большой поглощающей способностью, с намного большей скоростью (минимум в 4 раза) чем существующие. Эти устройства работают за счет статического уровня жидкости. Устройство применяется на канате и на колоннах НКТ.

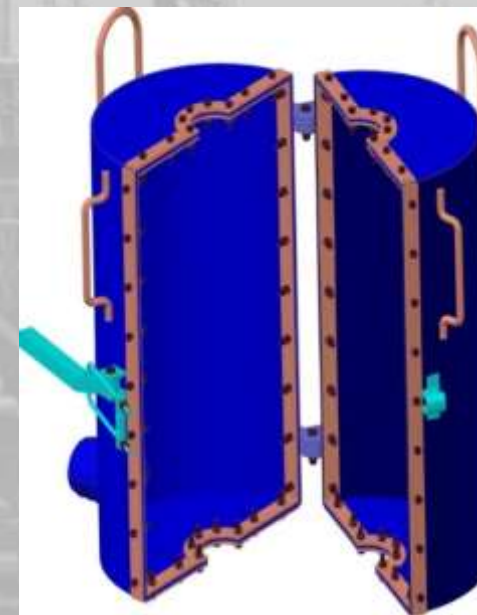
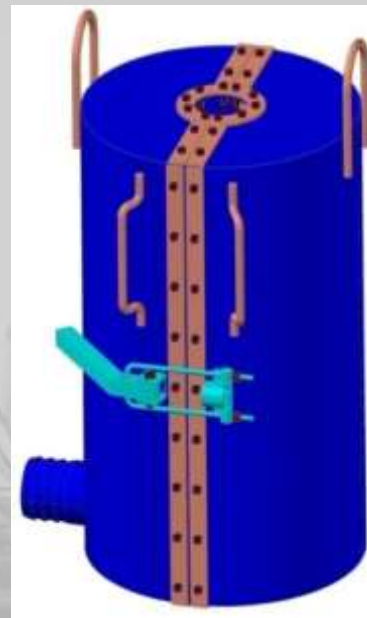
Техническая характеристика:

Шифр	- HTTQ-89
Глубина спуска в скважину, м	- 4000
Способ соединения с НКТ	- резьба НКТ-73
Максимальный наружный диаметр, мм	- 89
Резиновые уплотнители	- 050-060-58
Длина, мм	- 1345
Вес, кг	- 30
Разработаны типоразмеры с наружным диаметром, мм	- 73, 108, 114

Рубашка противобрызгая

Для предотвращения загрязнения устьевой площадки, окружающего пространства и работающего персонала скважинной жидкостью в процессе подъема забитых труб, применяется приспособление против брызг под названием «юбка».

В процессе очистки скважин с относительно большим пластовым давлением, учитывая вероятность открытого фонтана, необходимо применять соответствующие меры безопасности (например; устьевой превентор, гидравлический уплотнитель и т. д.).



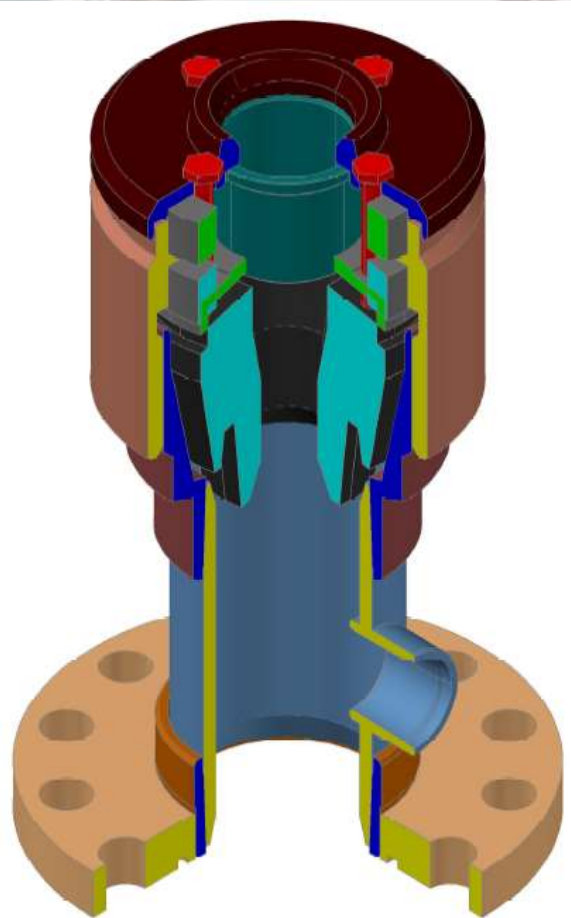
Техническая характеристика:

Наружный диаметр,мм	-----300,
Высота, мм	-----500,
Герметизация,мм (корпус/муфта)	-----60/73 73/89
Масса,кг	-----150

Обратная промывочная головка

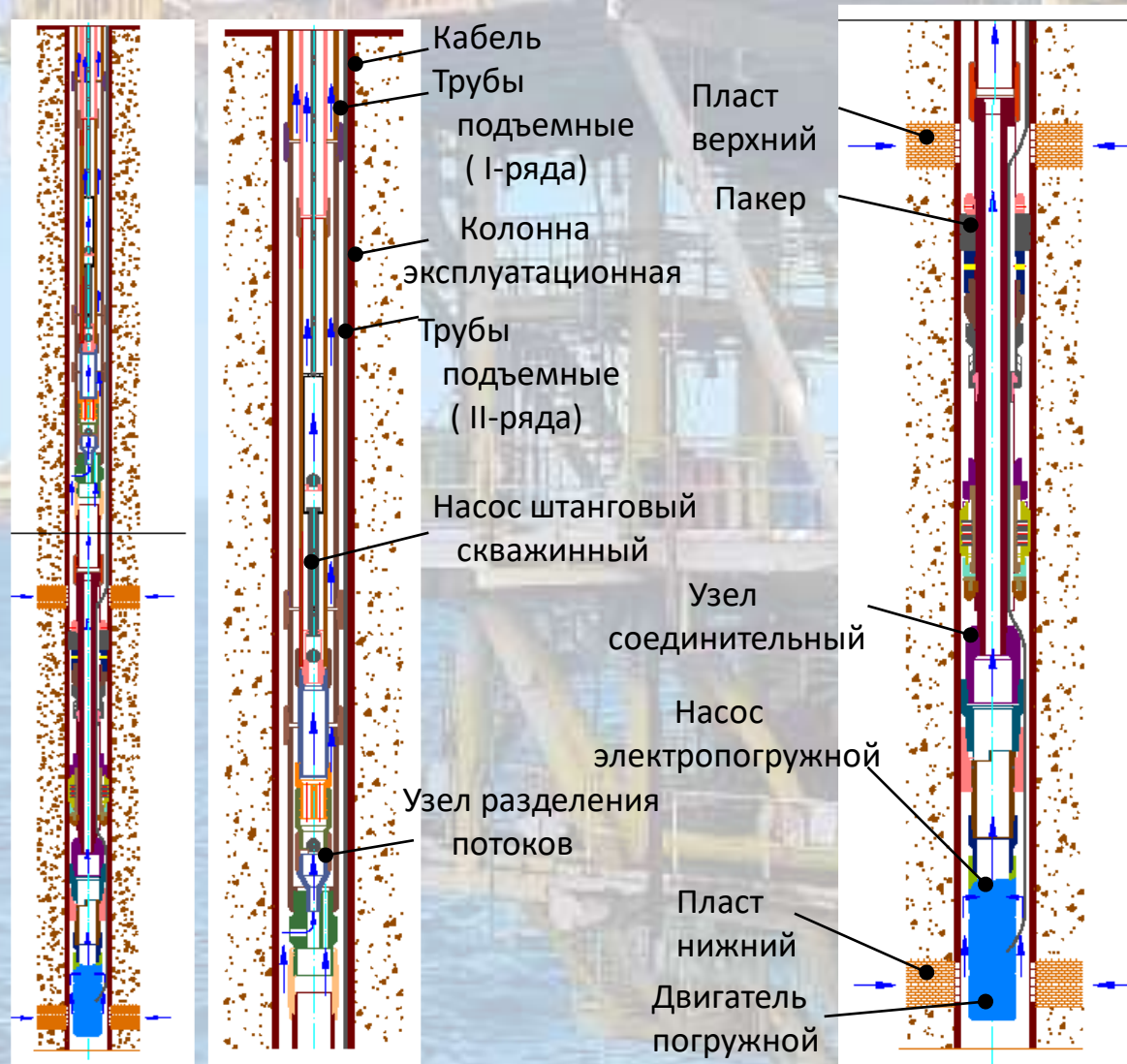
Для восстановления нормальной работы скважины приходится или очищать ствол скважины при помощи желонки или же применять метод прямой или обратной промывки. В процессе обратной промывки для обеспечения герметичности на устье используется «Промывочная головка» специальной конструкции. При обратной промывки промывочная жидкость (вода, глинистый раствор и т.д.) закачивается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и промывочными трубами, вымываемый песок вместе с промывочной жидкостью выносится через промывочные трубы на поверхность. При этом достигается высокая скорость подъема, что обеспечивает быструю промывку песчаной пробки.

Техническая характеристика:	
Шифр-----	ӨҮВ
73/89-21	
Диаметр прохода манжеты, мм:	
наименьший-----	73
наибольший-----	89
Рабочее давление (максимальное), МПа-----	
21	
Размеры фланцев, мм:	
межцентровое расстояние крепежных отверстий-----	
325	
диаметр металлического уплотнителя-----	
210	
Габаритные размеры, мм:	
диаметр-----	390
высота-----	580
Масса, кг-----	100
фланца-----	40
корпуса-----	30
крышки (с манжетой)-----	30



Комплекс одновременно – раздельной эксплуатации двух пластов одной скважины погружными электроцентробежными и штанговыми глубинными насосами.

Комплекс предназначен для одновременно – раздельной добычи флюидов двух пластов одной скважины погружными электроцентробежными и штанговыми глубинными насосами посредством разобщения их установкой между ними в эксплуатационной колонне механического импульсного пакера с кабельным вводом и возможностью перепуска свободного подпакерного газа через себя. При этом нижний пласт эксплуатируется насосом ЭЦН, а верхний пласт с помощью ШГН. Извлечение флюидов из каждого пласта производится раздельно. Отключением каждого из насосов можно производить добычу только из другого пласта.



Основные части:

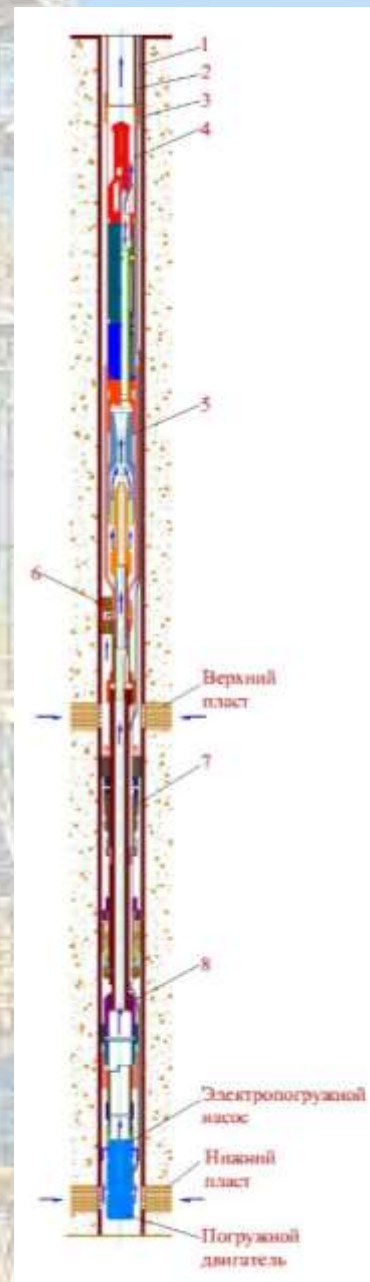
- 1- Кабель,
- 2- Колонна эксплуатационная,
- 3- Трубы подъемные (I ряда),
- 4- Трубы подъемные (II ряда),
- 5- Насос штанговый скважинный,
- 6- Узел разделения потоков ,
- 7- Пакер,
- 8- Узел соединительный.

Комплекс одновременно совместной эксплуатации двух пластов одной скважины погружными электроцентробежными и струйными насосами

Комплекс предназначен для одновременной совместной добычи флюидов двух пластов одной скважины с применением погружных электроцентробежных и струйных насосов. Для разобщения пластов в скважине между ними устанавливается механический импульсный пакер с кабельным вводом для ЭЦН, который предусмотрен для добычи флюидов нижнего пласта. Пакер также имеет возможность пропуска через себя подпакерного свободного газа. Для раздельной добычи флюидов нижнего пласта необходима извлечения струйного насоса и установка на посадочном nipple отсекаателя верхнего пласта.

Основные части:

- 1-Кабель,
- 2- Колонна эксплуатационная,
- 3- Трубы подъемные,
- 4- Посадочный узел посадки,
- 5- Насос струйный однорядный,
- 6- Клапан обратный,
- 7- Пакер,
- 8- Узел соединительный.



Комплекс одновременно совместной эксплуатации двух пластов одной скважины погружными электроцентробежными и струйными насосами

Насос струйный
однорядный



Посадочный
узел для насоса



Механический импульсный упланитель



Механический импульсный уплатнитель типа МИП

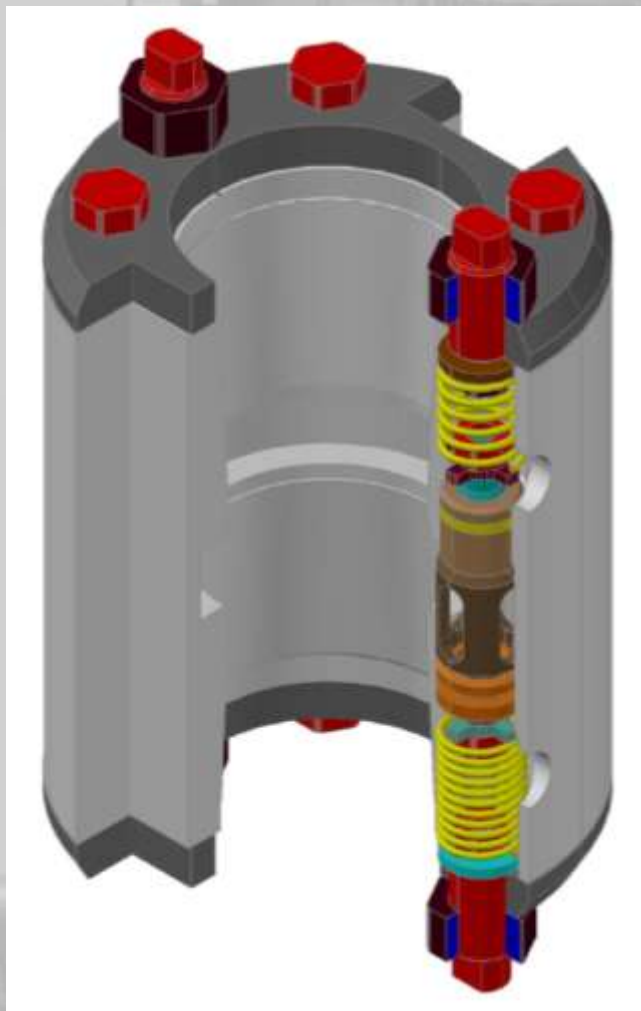
Механический импульсный упланитель типа МИП предназначен для герметичного разобщения эксплуатационной колонны от пласта или пластов друг от друга при одновременно – раздельной эксплуатации или одновременно – раздельной закачки. Посадку упланитель можно осуществить начиная с глубины 300 м-ов от устья до забоя манипулируя лифтовыми трубами, а освобождение простым подъёмом труб. Упланитель также применяется для поринтервальной опрессовки эксплуатационной колонны с целью определения мест негерметичности.

Техническая характеристика:	
Шифр-----	МИП-145-35
Наружный диаметр, мм-----	145
Рабочее давление, Мпа-----	35
Диаметр проходного отверстия, мм-----	76
Присоединительная резьба труб по ГОСТ 633-80,верх/ ниж, мм-----	73/73
Скважинная среда,-----	Нефть, газ, пластовая вода,
	содержащая CO2 до 1% , H2S до 0,003% и механические примеси
	до 1,0 г/л
Температура скважинной среды, К-----	373
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, разобщаемой пакером , мм-----	178
Диапазон внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм-----	152,4/159,4
Габаритные размеры, мм	
длина-----	1710
диаметр-----	145
Масса , кг-----	90

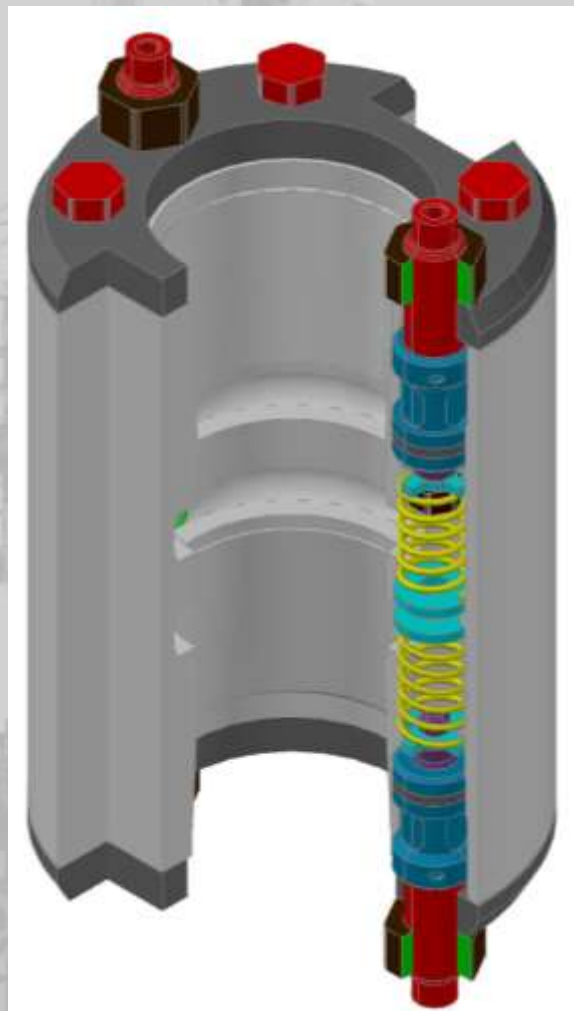


Схема компоновки оборудования для одновременно – раздельной эксплуатации скважин с электропогружным и струйным насосами

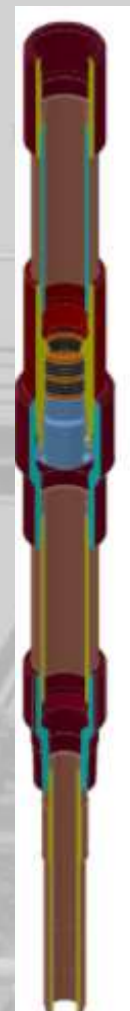
Клапан стравливающий обратный



Клапан приемный обратный



Герметизирующий хвостовик

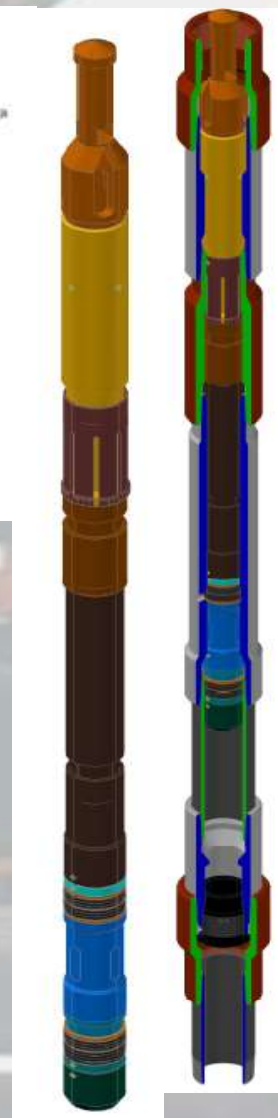
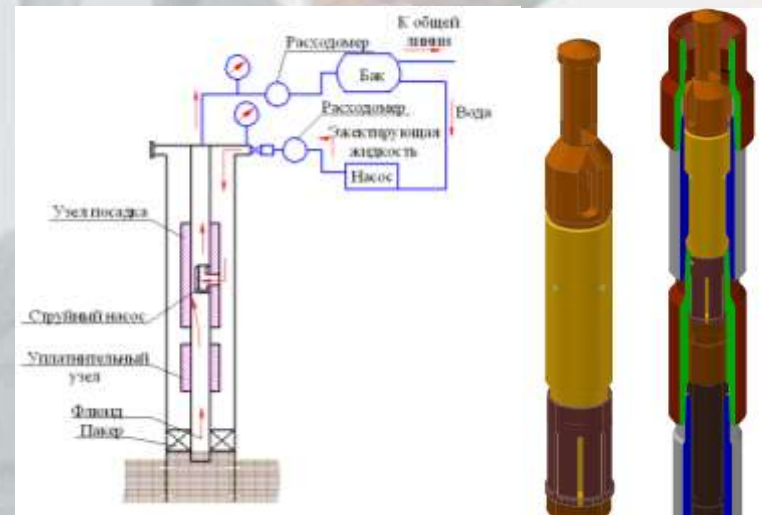


Струйные насосы типа ШН 56/54 для эксплуатации однорядных нефтяных скважин

Струйный насос типа ŞN 56/54 выполняет функцию создания эффекта всасывания добываемой продукции нейтрализуя противодействие на пласт рабочей жидкости нагнетаемой в затрубное пространство с устья эксплуатируемых однорядными лифтовыми трубами нефтяных и газоконденсатных скважин.

Струйные насосы можно использовать как при освоении, так и для эксплуатации скважин. До насоса в скважину должны спускаться изолирующий от пласта уплатнитель, уплотняющий наконечник и посадочный узел и должны быть герметично посажены. Струйный насос можно спускать в скважину как на канате, так и с помощью НКТ.

Струйный насос запускается в работу нагнетанием рабочей жидкости в затрубное пространство под высоким давлением. Рабочая жидкость проходя через специальные отверстия расположенные за трубой, поступает на прием насоса, снижая давление в камере приема создается эффект всасывания и в результате скважинный продукт всасываясь при помощи труб поднимается на поверхность земли. При использовании струйного насоса, на устье скважины устанавливается ёмкость для рабочей жидкости, насос для нагнетания этой жидкости в скважину, отстойник для очистки продукта скважины от механических примесей, сепаратор для отделения газа и т.



Техническая характеристика:

Шифр -----ŞN 56/54

Максимальный наружный

диаметр, мм -----110

Диаметр струйного насоса, мм -----56

Диаметр посадочной части насоса, мм -----54

Наружный диаметр сопла, мм -----5-13

Рабочее давление сопла, МПа -----5,0

Расход рабочей жидкости, м³/сут -----

17,3/63,4

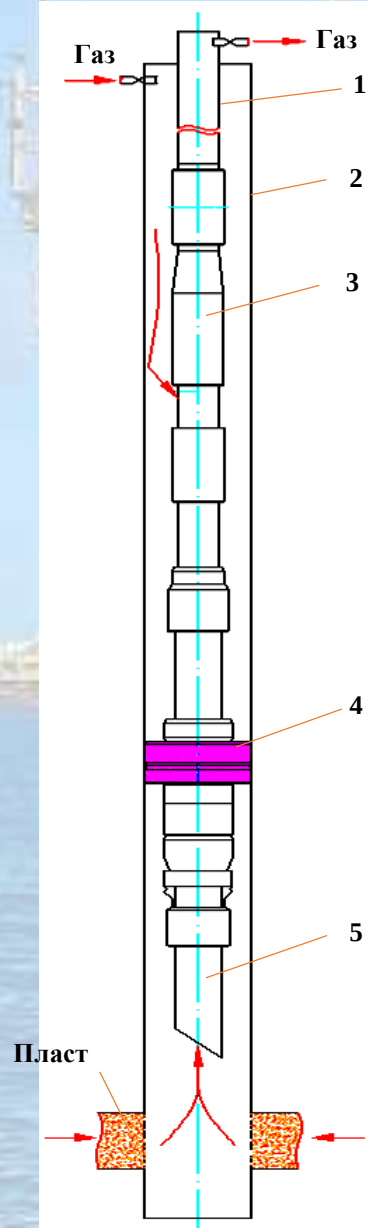
Производительность насоса, м³/сут -----5,2-19

Длина насоса, мм -----2080

Основные части:

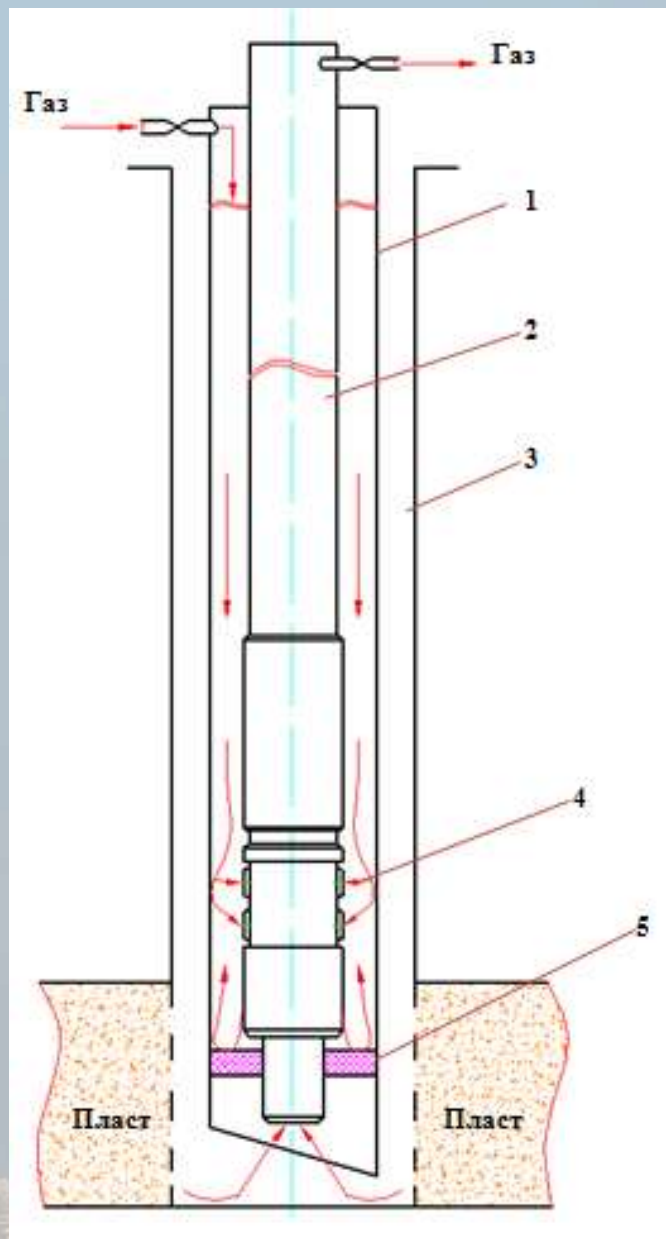
- узел посадки
- струйный насос
- герметизирующий наконечник
- уплатнитель

Схема устройство применяется при однорядном лифте.



- 1) I -ряд НКТ;
- 2) эксплуатационная колонна;
- 3) эжекторное устройство;
- 4) механический импульсный пакер;
- 5) наконечник:

Схема устройство применяется при двухрядном лифте.



1) I-ряд НКТ;

2) II- ряд НКТ;

3) эксплуатационная колонна;

4) Эжекторное устройство;

5) уплотнительный элемент;

Эжектор двухрядный скважинный

Устройство используется при эксплуатации компрессорным способом скважин с низким пластовым давлением. Устройство позволяет избежать воздействия давления рабочего агента на пласт, сокращает его расход, создает условия для увеличения производительности скважины и в определенных случаях создает условия для включения скважин с низким устьевым давлением в промысловый нефтяной коллектор.

Устройство применяется при однорядном и двухрядном лифте. При однорядном лифте низ колонны оборудуется пакером. В двухрядном лифте низ первого ряда оборудуется уплотнителем, а в конце второго ряда спускается полый полированный шток с эжектором.

Техническая характеристика:	
Шифр-----	QEQ-2
Конструкция подъемника-----	двухрядная
Глубина спуска -----	определяется в соответствии с рабочим давлением скважины
Место выхода рабочего агента-----	заменяемые штуцеры, 4 шт.
Соединительные резьбы-----	резьба73;48 по ГОСТ633-80
Внутренний диаметр сопла, мм-----	4
Внутренний диаметр штока, мм-----	35; 40
Проходной диаметр уплотнителя штока, мм-----	46
Габаритные размеры, мм:	
- длина-----	405
- диаметр-----	89
Длина эжектора в собранном виде, мм-----	2600
Наибольший диаметр эжектора, мм-----	56
Общая (в собранном виде) масса,кг-----	25



Основные части:
- уплотнитель
- эжектор

Механический импульсный уплатнитель типа МИП

Механический импульсный уплатнитель типа МИП предназначен для герметичного разобщения эксплуатационной колонны от пласта или пластов друг от друга при одновременно – раздельной эксплуатации или одновременно – раздельной закачки. Посадку уплатнитель можно осуществить начиная с глубины 300 м-ов от устья до забоя манипулируя лифтовыми трубами, а освобождение простым подъёмом труб. Уплатнитель также применяется для поринтервальной опрессовки эксплуатационной колонны с целью определения мест негерметичности.

Техническая характеристика:

Шифр-----	МИП-145-35
Наружный диаметр, мм-----	145
Рабочее давление, Мпа-----	35
Диаметр проходного отверстия, мм-----	76
Присоединительная резьба труб по ГОСТ 633-80, верх/ ниж, мм-----	73/73
Скважинная среда,-----	Нефть, газ, пластовая вода, содержащая CO ₂ до 1% , H ₂ S до 0,003% и механические примеси до 1,0 г/л
Температура скважинной среды, К-----	373
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, разобщаемой пакером , мм-----	178
Диапазон внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения пакером, мм-----	152,4/159,4
Габаритные размеры, мм	
длина-----	1710
диаметр-----	145
Масса , кг-----	90



В связи водопроявлением из поврежденной зоны эксплуатационной колонны газовой скважины №1 на месторождении «Бескала» НГДУ «Устюртнефтегаз» Республики Узбекистан длительное время не было возможности проводить эксплуатацию скважины. 12-16 апреля 2018 года были проведены работы по изоляции воды с применением механического импульсного пакера на глубине 2870 м разработки института и скважина была возвращена в эксплуатацию с суточным дебитом газа 180 тыс. м3. До настоящего времени продолжается эксплуатация скважины не проводя ремонтные работы и без сбора давления в затрубном пространстве, т.е. в условиях полного герметичного изолирования пакером.

Применение пакерного устройства на скважине №1 месторождении Бескала

Техническая характеристика:

№	№ скваж.	Название месторождения	Технические параметры эксплуатационной колонны				Количество сероводорода, г/м3	Давление пласта, МПа	Шифр пакера	Глубина посадки пакера, м
			Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Марка				
1	1	Бескала	177,8	10,36	157,08	P-110	0,00048	26,0	МІР 145-35	2870

Оборудование для надежного и герметичного запирания ликвидированных скважин морских месторождений со срезанными по дну моря стволами и их испытательные стенды.

Разработаны чертежи на наружные уплотнители труб для 8" ÷ 19" (508 мм) для колонны кондукторных труб, шаблон для кондукторных труб и головка для цементирования.

Уплотнительные механизмы применяются после установления в эксплуатационной колонне ликвидированных скважин, цементного моста и после срезания ствола на удалении 1,0÷1,2м от морского дна, после чего, оснащенная краном-судном бригада водолазов при помощи устьевого гидравлического домкрата во внутренней поверхности эксплуатационной колонны, на определенном расстоянии от места среза (5÷20м) устанавливая плотно и неподвижно пробку уплотнитель с целью запирания и установив на внешнем конце срезанной трубы-кондуктора внешний трубный уплотнитель с целью надежной изоляции от возможных межколонных давлений и подтеков.



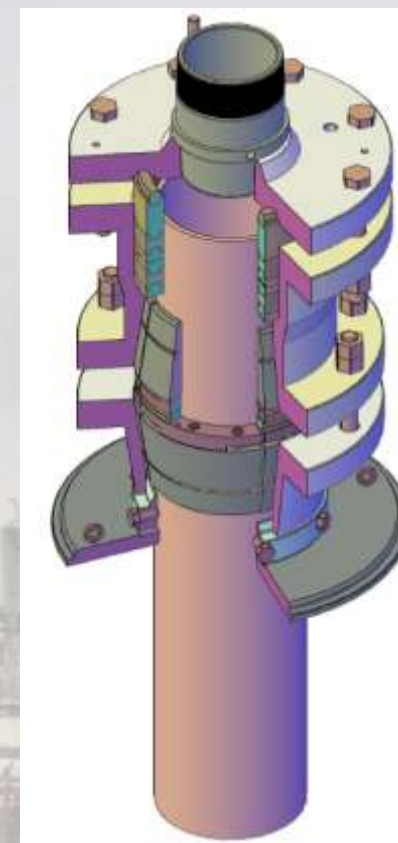
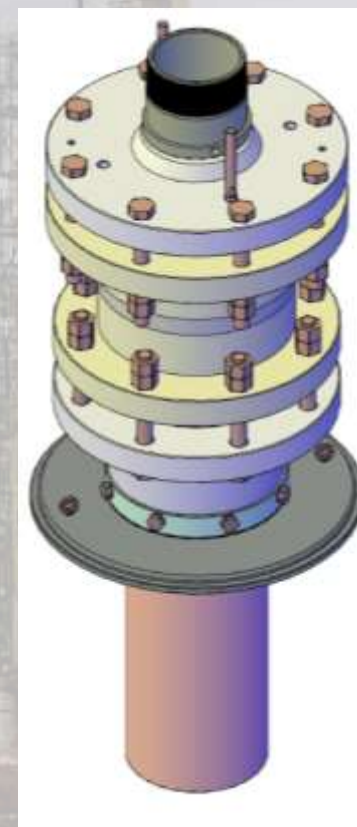
Наружный механический кондукторский пакер

Предназначен для установки на наружной поверхности кондукторской или другой технической колонны механическим путём (заворачиванием) с целью герметизации устья отрезанного ствола скважины от возможных межколонных проявлений и давлений. Габаритные размеры зависят от диаметральных размеров кондукторских или других технических колонн.

Технические показатели

(для 10'' (273) мм кондукторной колонны):

Тип	устьевой
Наружный диаметр технической (кондукторной) колонны, на который устанавливается пакер, мм	273
Рабочая среда.....	морская вода
Рабочее давление, МПа	50
Длина свободной части кондукторной колонны для посадки пакера, мм	650
Метод посадки.....	механический
Метод освобождения.....	механический
Габаритные размеры, мм:	
- наружный диаметр	580
- внутренний диаметр	277
- длина	1050
Масса, кг	870



Цементирующая головка

Головка для цементирования предназначена для изоляции механических или гидравлических затрубных уплотнителей на внешней поверхности кондукторной колонны от слоя воды и образования промежуточного замкнутого пространства для цементации. Он составляет трубу длиной $1,8 \div 2,0$ м приваренный на верхнем конце, так чтобы позволить механическому или гидравлическому уплотнителю пройти через центральное отверстие, а также предусмотрены отверстия для цементирующего шланга и вытекания жидкости наружу из устройства. Для выполнения операций по спуску и подъему на нем предусмотрены рым-болты или привариваются проушины. Головка для цементирования с помощью рым-болтов или крючков, надетых в проушины и троса спускается в воду и опускается на механический или гидравлический уплотнитель. Далее, закручивая гайки уплотнителя (затягивая) к корпусу головка для цементирования прижимается к грунту на дне, таким образом уплотнитель изолируется от морской воды, создается промежуточное пространство для цементирования. Далее крючки и трос высвобождаются от головки для цементирования и поднимаются на корабль.



Пробка - уплотнитель

Задача пробки-уплотнителя заключается в том, чтобы герметично отделить от него нижнюю и верхние части пространства, неподвижно и плотно расположившись на внутренней поверхности эксплуатационной колонны.

Он состоит из: запорного устройства собранного на стволе с закрытым внутренним проходом, присоединенного к запору площадержателя и расположенного между ними шлипса, также верхней плашки с верхним конусом, уплотнительных манжет, нижнего конуса, нижней плашки, нижнего плашкодержателя и удерживающего в сжатом положении выше перечисленные детали (части) наконечника. Задачей верхней пары конус плашка является передотвращение движения в верх пробки-уплотнителя во время посадки (после того как уплотнительные манжеты плотно закрепились на внутренней поверхности эксплуатационной колонны) под воздействием перепада давлений, А задачей нижней пары конус плашка является передотвращение движения в низ по тойже причине. Для монтажа пробки уплотнителя гидравлическому домкрату, в верхнюю часть ствола соединен вытяжной на поверхности которого расположены манжеты для амортизации. Далее, вытяжной соединяется с помощью переводника на котором расположена канавка для срезных винтов, к гидравлическому домкрату. В качестве монтажных элементов используются срезные винты из латуни. Для этого, муфту расположенную в нижней части гидравлического домкрата, необходим расположить (надеть) на переводник пробки-уплотнителя и завинтить срезные винты. Пробка-уплотнитель сажается в эксплуатационной колонне в следующей последовательности: Окончательно с монтированные уплатнителя – пробка, гидравлический домкрат и разделительная головка с соединительными шлангами и тросом в месте, спускаются на необходимую глубину и под соединяются к главному шлангу создавая давление внутри домкрата. Тяговое усилие создаваемое гидравлическим домкратом притягивая ствол пробки-уплотнителя к себе, прижимает собранные на нем пары плашка-конус, уплотнительные манжеты и др. части к наконечнику гидравлического домкрата, заставляя при этом передвигаться плашки по поверхности конуса способствует сцеплению их зубьев с внутренней поверхностью эксплуатационной трубы, попутно способствуя задействию уплотнительных манжет. Для обеспечения необратимости процесса, пробка уплотнитель с набжен шлипсами, задача которого заключается в том, чтобы предотвратить возврат пар конус- уплотнителя с помощью гидравлического домкрата.

Техническая характеристика:

Тип-----РТ-118-35 / РТ-122-35

Условный диаметр

обсодной колонн, мм-----146

Максимальный внутренний диаметр

обеспечивающий герметичность уплатнителя
обсодной колонн,мм-----127,1 / 133,1

Рабочее давление, МПа-----35

Рабочей среды -----нефть, газ, газовые конденсат, вода пласт

Максимальная температура

рабочей среды, К, -----373

Габаритные размеры,мм :

- диаметр-----118 / 122

- длина-----1100

Масса, кг-----78



Гидравлический домкрат

Гидравлический домкрат используется для посадки пробки-уплотнителя в эксплуатационной колонне.

Гидравлический домкрат состоит из двух шарнирно соединенных между собой секций, седла и монтажной к пробке-уплотнителю частей. Верхняя секция состоит из верхнего корпуса, цилиндра, верхнего ствола и поршня. А нижняя секция состоит из среднего корпуса, ствола, цилиндра и поршня. Эти секции соединяются между собой опорой, выполняющей функцию шарнира. Обе секции заполняются трансформаторным маслом и запираются штуцером.

К верхнему корпусу верхней секции подсоединена трубочка, с помощью которого гидравлический домкрат крепится к разделительной головке, играющей роль канатно-шлангового соединителя. Масло, заполняющее секции, играет роль замедлитель гидравлических ударов возникающих при включении гидравлического домкрата (роль часителя этих ударов).

Монтажные детали используемые для соединения гидродомкрата с уплотнителем-пробкой и отсоединения от пробки-уплотнителя используются следующие монтажные части (детали) следующие:

корпус, ствол, нижний

цилиндр, переводник, опора, наконечник, вытяжной, пружина, втулка,

муфта, контргайка и регулятор. Функция пружины в конструкции

обеспечение плавного, безударного разъединения после срезания

срезных винтов. Функция регулятора, обеспечение (регулировкой)

упора наконечника домкрата в верхнюю часть пробки-уплотнителя после

контакта подвижных внутренних частей домкрата с стволом пробки-

уплотнителя. Кроме перечисленного, в состав конструкции входят:

седло, срезные винты и шарик, которые предназначены для слива

остаточной жидкости после разъединения домкрата от посаженной

пробки-уплотнителя. При канатном спуске предусмотрен вариант среза

винтов для высвобождения домкрата.

Техническая характеристика:

Тип-----HD-116 РТ-122-35

Условный диаметр
обсадной колонн, мм-----146

Минимальный внутренний
диаметр эксплуатационной
колонны, мм-----144

Рабочее давление, МПа-----35

Рабочей среды -----
нефть, газ, вода

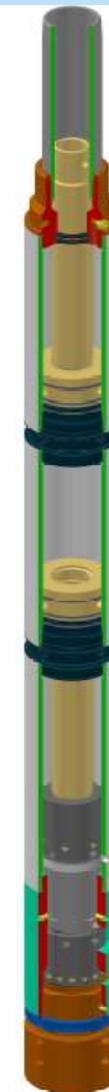
Максимальная температура
рабочей среды, К-----373

Габаритные размеры, мм, :

- диаметр-----116

- длина-----2130

Масса, кг-----78



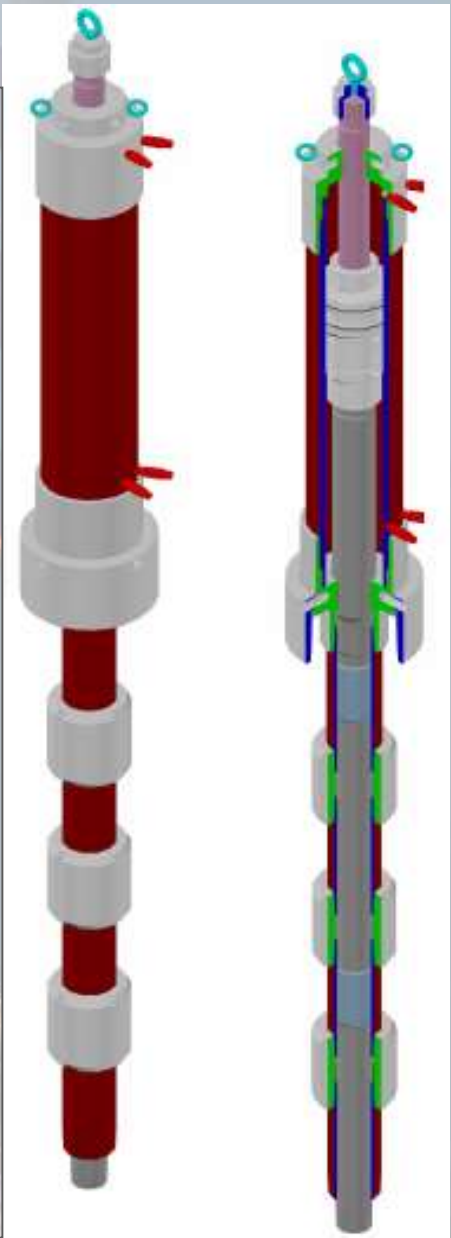
Устьевой гидравлический домкрат

Устевой гидравлический домкрат предусмотрен для надежной, герметичной посадки уплатнителный пробка на определенном расстоянии от среза эксплуатационной колонны ликвидируемой скважины.

Если работы по ликвидации производятся с помощью судно-крана необходимо учитывать, что длина домкрата с учетом монтажных труб может достигать 20м. При посадке домкрата, в качестве опоры используется верхний фланец внешнего трубного уплотнителя.

Техническая характеристика:

Тип-----	устьевой
Передача движения-----	двусторонний
Рабочее давление-----	ингибитор воды, трансформаторного масла
Рабочее давление, МПа -----	25
Внутренний диаметр рабочего цилиндра, мм -----	134
Наружный диаметр рабочего поршня, мм	
-верхний-----	50
-нижний-----	70
Соединительный резьба	
-в корпусе-----	Резьба 194 ГОСТ 632-80
-верхний ствол-----	М48х3
-нижний ствол-----	Резьба 60 ГОСТ 633-80
Рабочий объем, литр-----	10
Рабочий ход, мм-----	730
Габаритные размеры,мм	
-наружный диаметр -----	220
-длина -----	2200
Масса, kg	
-монтажная без трубы-----	140
-монтажная с трубой -----	500



Устройство сверлильное с дистанционным управлением

Устройство предназначено для безопасного, надёжного и герметичного крепления к боковой поверхности эксплуатационной или другой технической колонны с целью сверления проникающего отверстия для стравливания возможного внутриколонного или межколонного давлений, а также при необходимости, когда доступ к указанным пространствам не имеется для глушения и закачки воды или глинистого (тяжёлого) раствора в скважину через образованное отверстие.

Устройство состоит из следующих основных узлов:

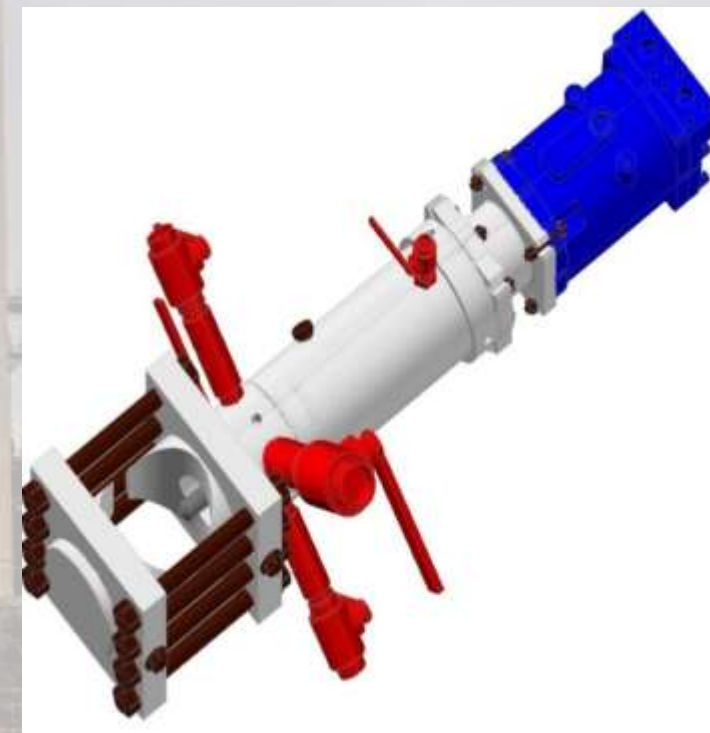
- узел крепления устройства к боковой поверхности просверливаемой колонны;
- узел для подачи поступательного движения сверлильному инструменту
- узел для подачи вращательного движения сверлильному инструменту в виде гидравлического двигателя.

Все указанных узлы герметично разобщены друг от друга.

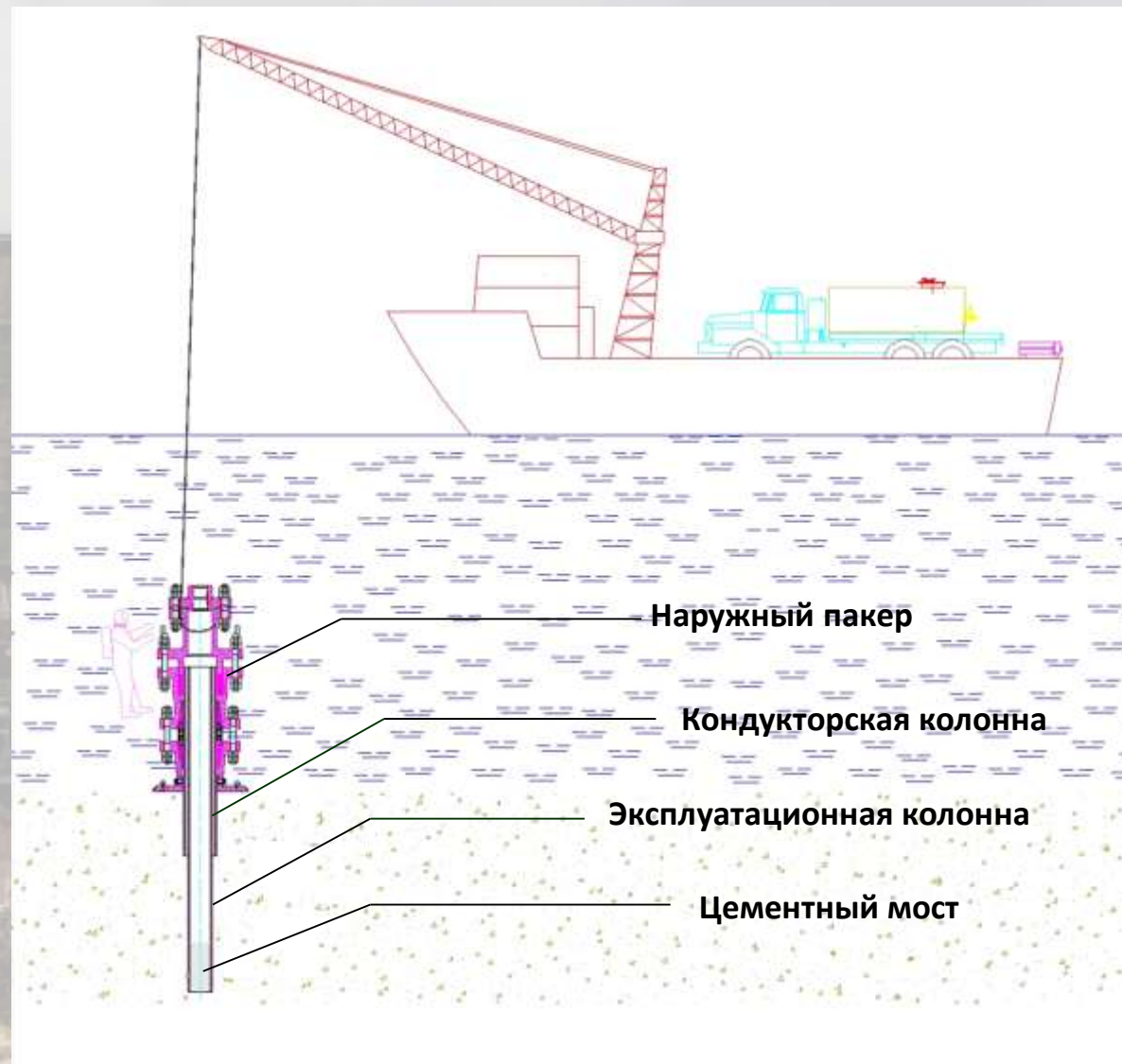
Узел крепления с помощью шлангов высокого давления подсоединён к цементирующему агрегату, а узлы для подачи поступательного и вращательного движений подсоединены к гидравлической насосной станции и управляются с помощью последней.

Техническая характеристика:

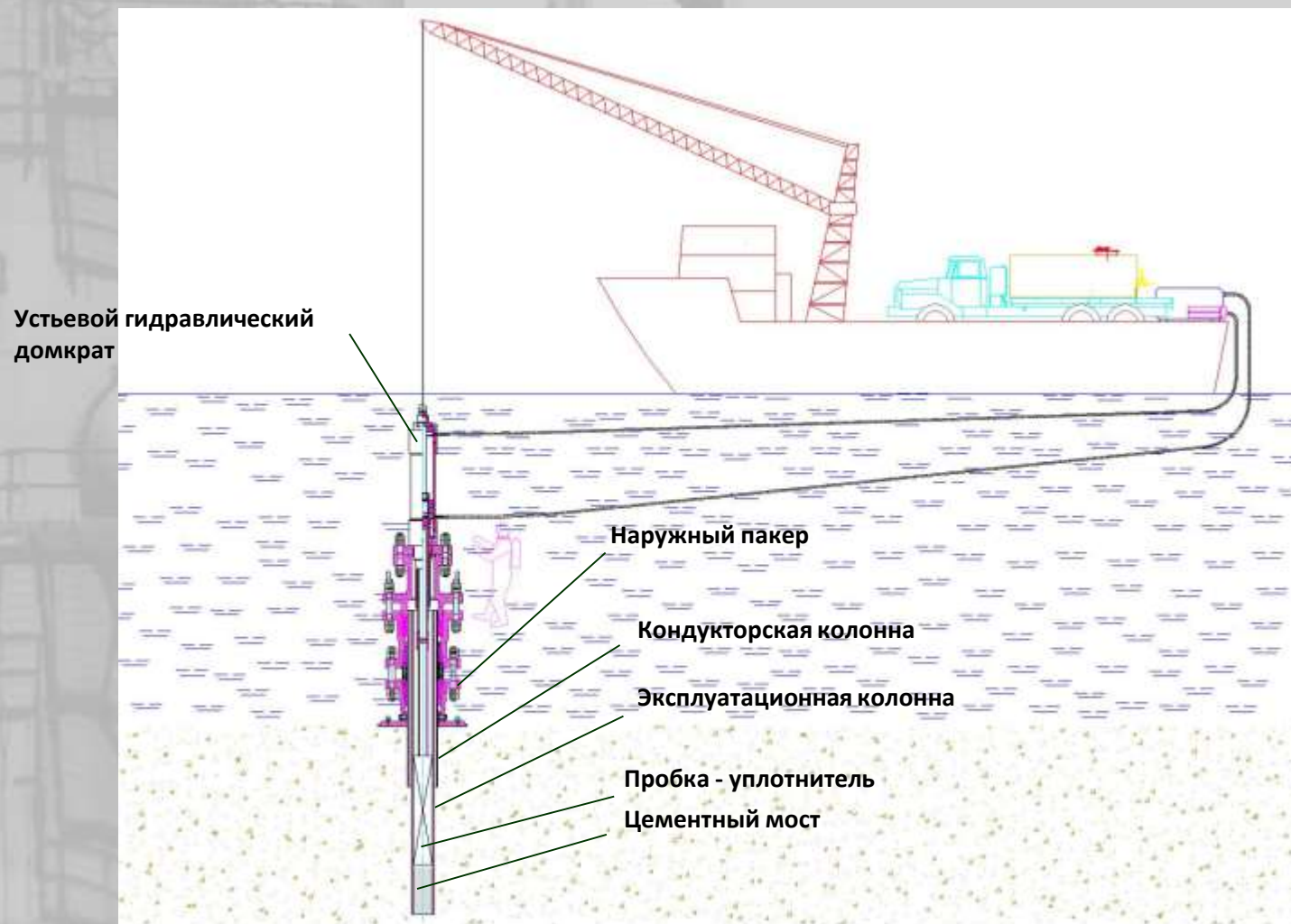
Шифр изделия-----	DQ
Диаметр пресверленного отверстия, мм-----	25...30
Наружный диаметр колонны на боковой поверхности которой праверливается отверстие, мм-----	146÷426
Максимальная глубина моря для применения устройства, м-----	30
Длина устройства, мм-----	1070
Масса, кг-----	165



Спуск наружного уплотнителя и посадка его на кондукторской колонне



Спуск пробка - уплотнитель с вмонтированным устьевым гидравлическим домкратом и установка внутри эксплуатационной колонны



Заполнение цементным раствором пространства между пробка - уплотнитель, установленной в эксплуатационной колонне и наружным уплотнитель

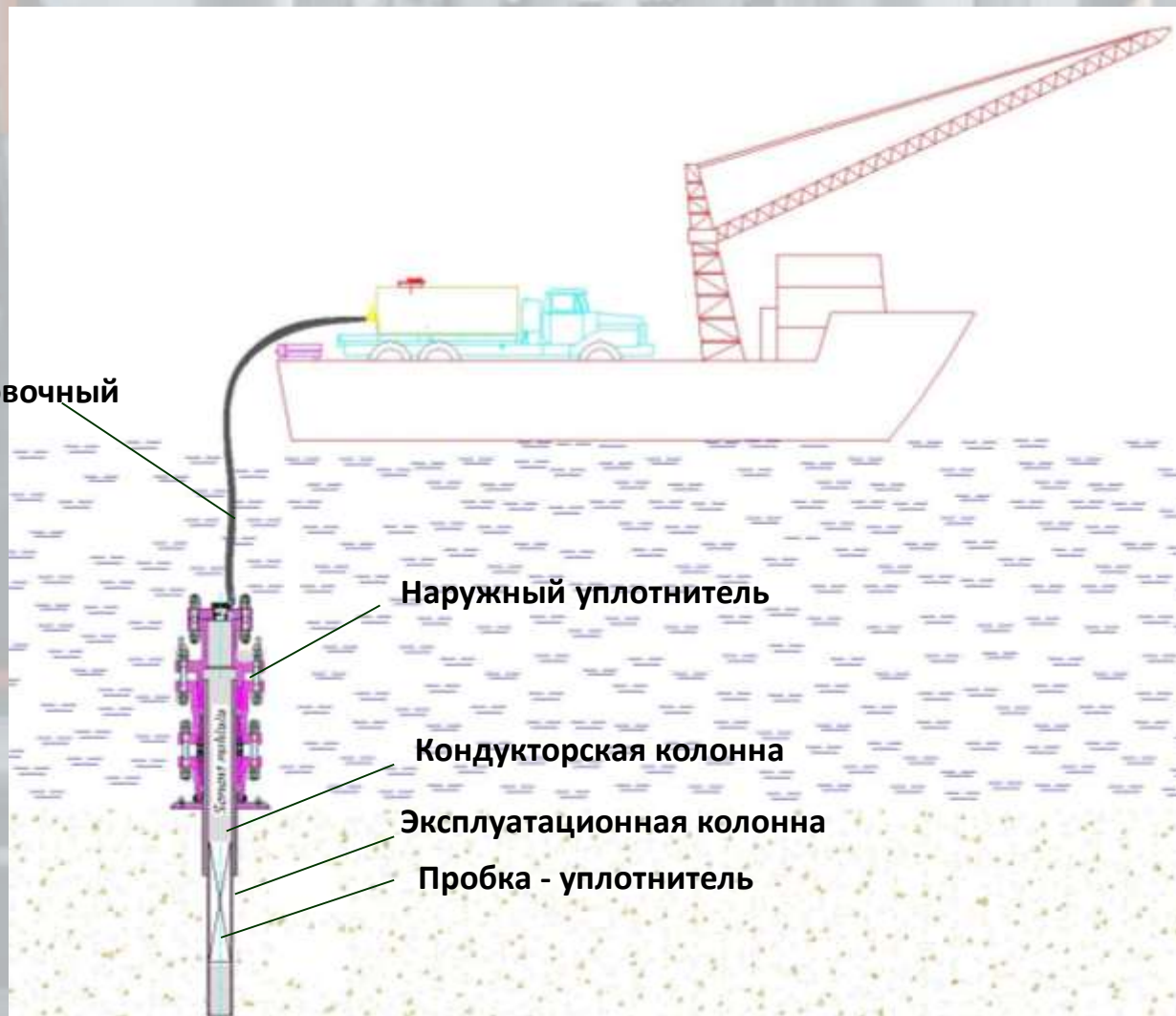
Цементирующий
шланг

Наружный уплотнитель

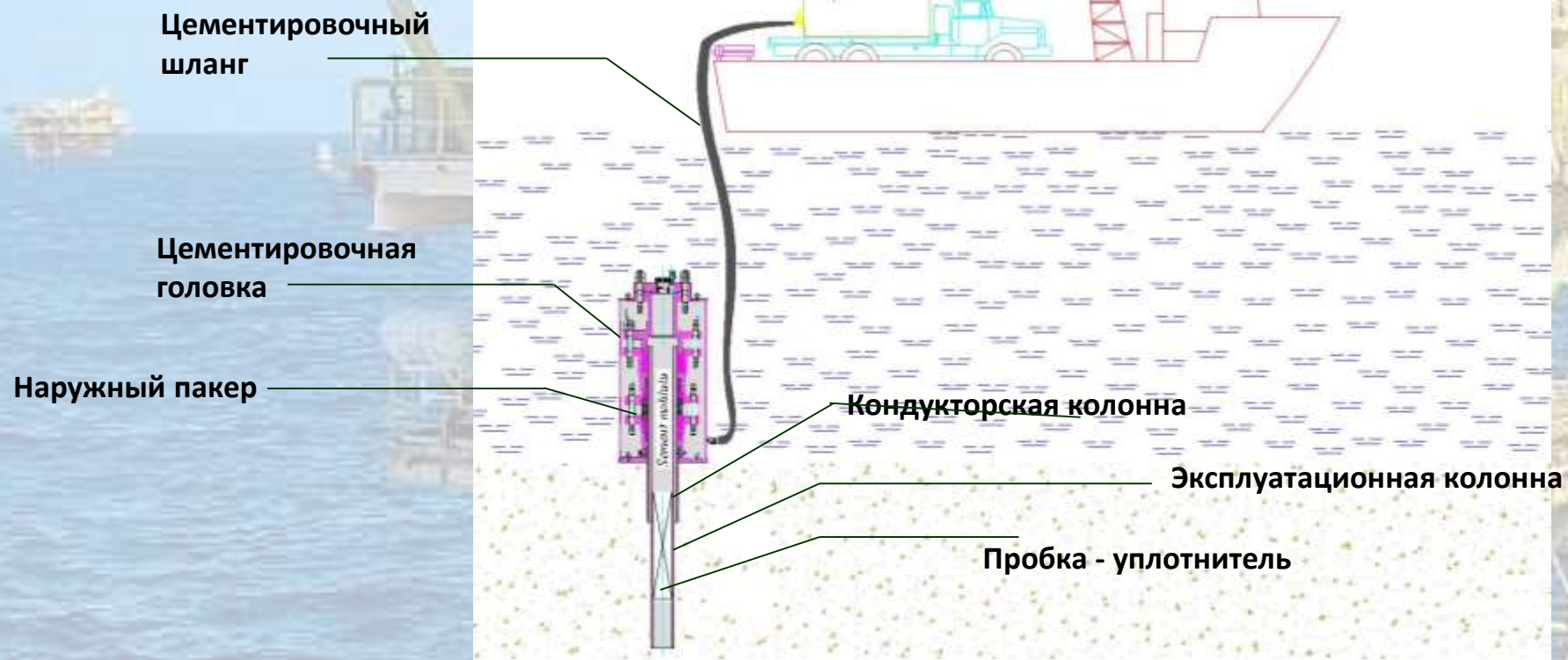
Кондукторская колонна

Эксплуатационная колонна

Пробка - уплотнитель

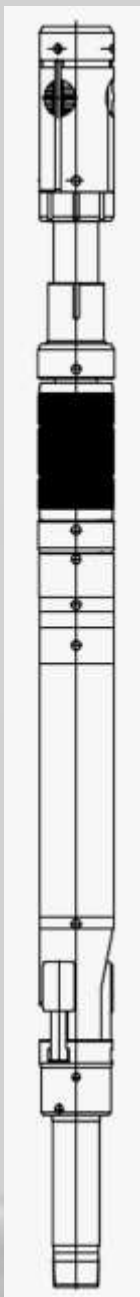


Спуск и посадка цементирующей головки на опоре наружного уплотнителя и заполнение пространства между ними цементным раствором



Технология изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками.





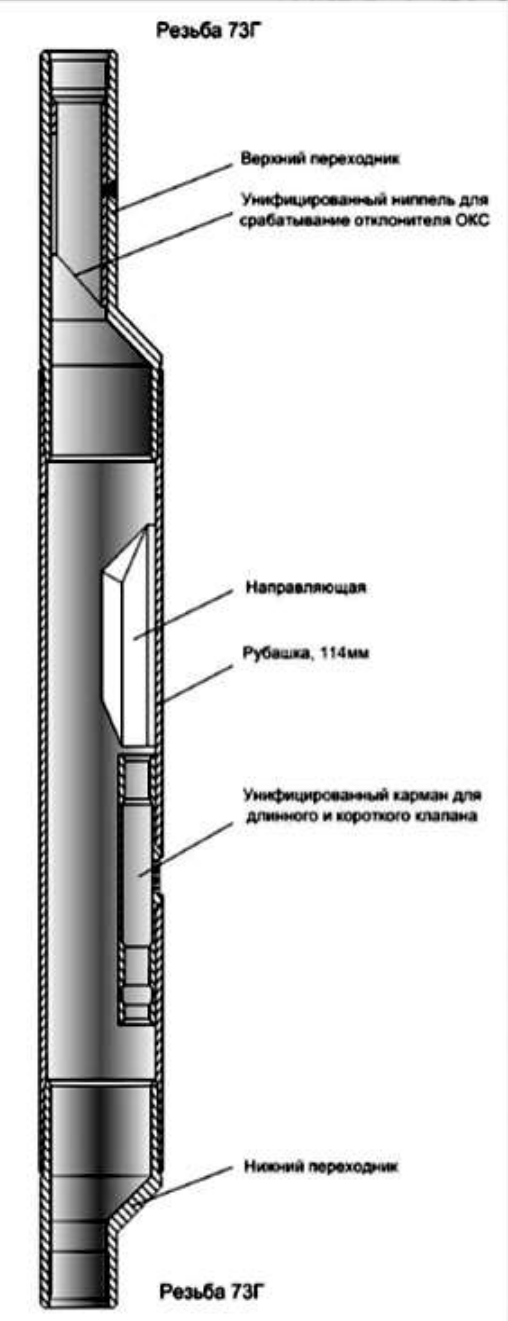
ПАКЕР ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПДШ1-ЯГ

Пакер предназначен для герметичного разобщения пласта от ствола скважины или пластов между собой и изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия среды в процессе эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, в частности, при одновременно-раздельной эксплуатации.

Техническая характеристика

Таблица 1. Технические данные и характеристика пакера.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	* Шифр (обозначение)		
			ПДШ1-ЯГ-73/73/118-50 (13ПДШ1.000)	ПДШ1-ЯГ-73/73/122-50 (13ПДШ1.000-01)	
			Параметры		
1	Наружный диаметр пакера	мм	118	122	
2	Рабочее давление	МПа	50		
3	Диаметр проходного отверстия	мм	57		
4	Резьба ствола под НКТ	мм	73/73		
5	Скважинная среда:	Нефть, газ, пластовая вода, содержащая CO ₂ до 1%, H ₂ S до 0,003% и механические примеси до 1 г/л			
6	Температура скважинной среды	К	373		
7	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, разобщаемой пакером	мм	146		
8	(Минимальный / / максимальный) внутренний диаметр эксплуатационной колонны труб, гарантирующий герметичность разобщения	мм	121,3 / 127,1	124,3 / 133,1	
9	Габаритные размеры:	диаметр	мм	118	122
		длина	мм	1910±10	
10	Масса	кг	82,8	85,6	



СКВАЖИННАЯ КАМЕРА 3/5КТ-73Г

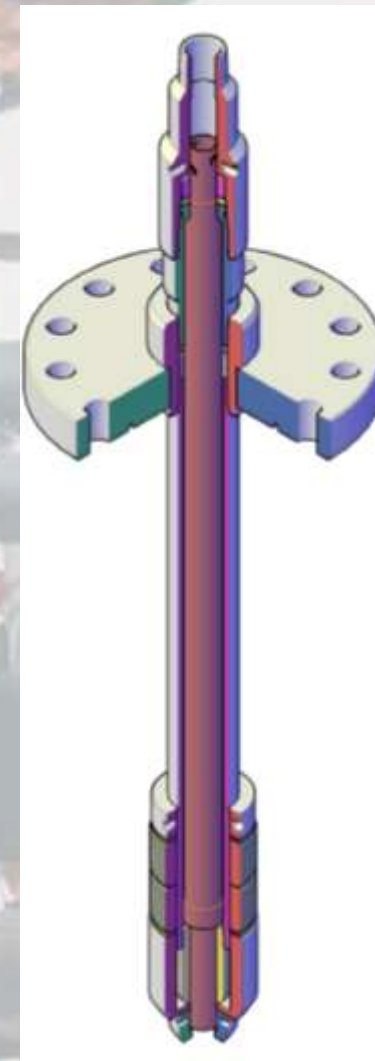
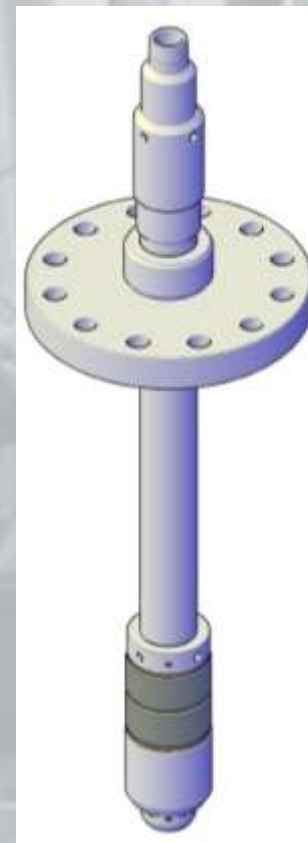
Универсальная скважинная камера, совмещающая функции традиционных скважинных камер ЗКТ (для клапанов 3Г-25) и 5КТ (для клапанов 5Г-25), предназначена для герметичной установки и фиксации в полом ее нестандартном кармане газлифтного клапана 5Г-25 (длинного) и 3Г-25 или ВК-1 (короткого), а также глухой пробки 5ПГ-25 или 3ПГ-25, или ДК-1, кроме того регулятора 5РДШ-25 или 3РДШ-25, манометров МИКОН, ГЕРС и прочее.

№	Показатели	Ед. изм.	Шифр (обозначение) 3/5КТ-73Г (3/5КЦ-73/114-35)
1	Рабочее давление	МПа	35
2	Диаметр проходного отверстия		59
3	Присоединительная резьба труб по ГОСТ 633-80, верх/низ		73Г/73Г
4	Скважинная среда	Нефть, конденсат, природный и попутный газ, пластовая вода с содержанием механических примесей до 1г/л, СО ₂ не более 0,2%, Н ₂ S не более 0,1%	
5	Температура скважинной среды	К	393
6	Условный диаметр эксплуатационной колонны труб по ГОСТ 632-80	мм	146; 168; 178
7	Габаритные размеры	длина	2600
		диаметр	114
8	Масса	кг	40,7
9	Съемные клапана, устройства и приборы, устанавливаемые в карман	5Г-25; 3Г-25; ВК-1; 5ПГ-25; 3ПГ-25; ДК-1; 5РДШ-25; 3РДШ-25; МИКОН-157; ГЕРС	
10	Условный диаметр/длина съемных клапанов, устройств и приборов, устанавливаемых в карман	мм	25/155 и 175
11	Отклонители для осуществления посадки/извлечения съемных устройств и приборов	СКС-73; ОР-60/73; ЛО-60/73	

Унифицированная скважинная камера
(патент РФ № 2292439 от 02.03.05).
Унифицированный карман
(патент РФ № 2357069).

Устьевой опрессовочный пакер

Устьевой опрессовочный пакер предназначен для опрессовки устьевой оборудования скважины, включая перевентера. Пosaдка и освобождения опрессовочного пакера производится механический, путем разворачивание резьбы.



Противополетное устройство

Противополетное устройство предназначено для предотвращения падения НКТ (Насосно-компрессорных труб), ЭЦН (Электроцентробежного Насоса) или другого погружного оборудования или подземной компоновки на забой скважины при возникновении аварийной ситуации.

Якорь противоположный механический ЯПП-М.

Технические характеристики

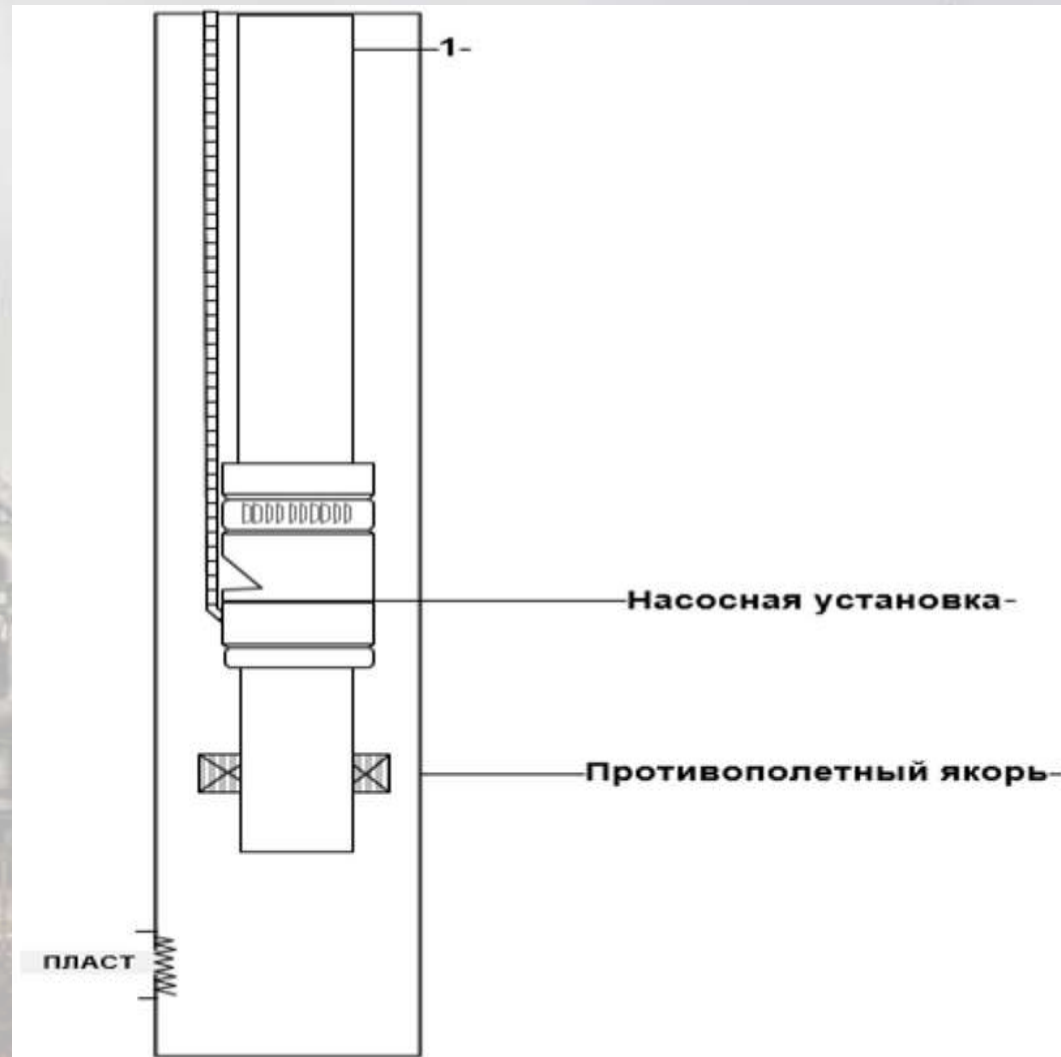
№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Шифр (обозначение)		
			ЯПП-М-122 (ЯПП-122)	ЯПП-М-140 (ЯПП-140)	ЯПП-М-150 (ЯПП-150)
			Параметры		
1	Наружный диаметр	мм	122	140	150
2	Эксплуатационная колонна	мм	146	168	178
3	Толщина стенки эк	мм	6,5-9	7-12,1	7-11,5
4	Рабочее давление	МПа	35		
5	Внутренний проходной диаметр, не менее	мм	60	74	
6	Присоединительные резьбы, верх/низ ГОСТ 633-80	мм	73/60 (верх 60 при установленном перфорированном патрубке)	73/73 (верх 60 при установленном перфорированном патрубке)	
7	Максимальная скорость спуска в транспортном положении	м/с	2		

8	Скважинная среда	Нефть, газ, пластовая вода, содержащая CO ₂ до 1%, H ₂ S до 0,003% и механические примеси до 1,0г/л			
9	Температура скважинной среды	Гр С	300		
10	Длина	мм	2000 ± 10		
11	Масса, не более	кг	75	82	83

Якорь противоолетный механический ЯПП-М.



Якорь противоположный механический ЯПП-М. Пример установки с ЭЦН





Технология PetroBOOST

Технология сочетает эффективное комплексное - **тепловое, химическое, механическое** воздействие на пласт и насыщающие его флюиды.

В основу технологии положено интегрированное использование аномальных свойств **активированного водорода** в условиях многостадийного термогазохимического химико-технологического процесса, реализуемого в призабойной зоне пласта.

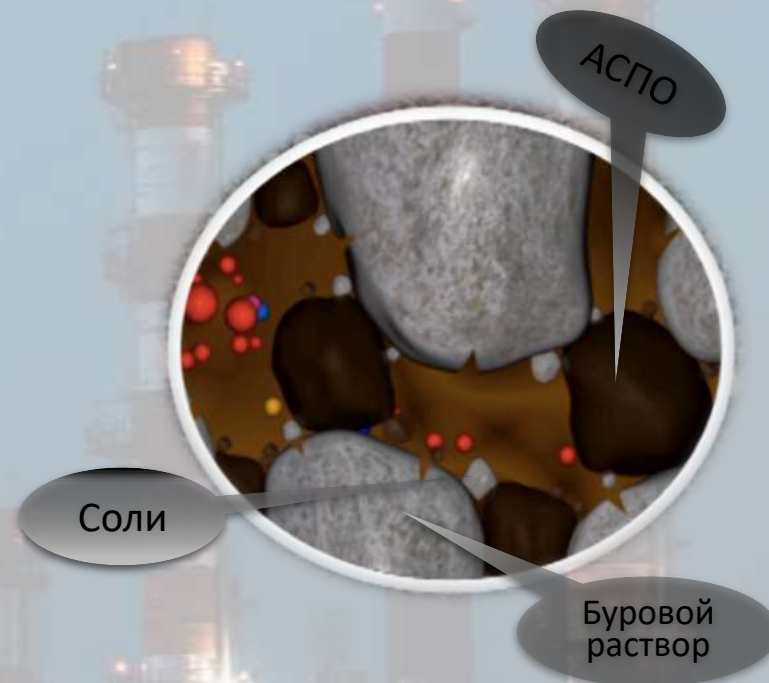
Активированный водород генерируется непосредственно в ПЗП в реакциях гидролиза гидрореагирующих веществ на основе натрия, алюминия, лития и бора.

Используются также высокоэнергетические горюче-окислительные составы, тепловой эффект реакции которых достигает 15-20 МДж/кг. А применение активаторов процессов горения на основе полимерных нитрилов обеспечивает протекание высокотемпературной стадии.

Технология PetroBOOST

Позволяет эффективно разрабатывать месторождения, в том числе, с трудноизвлекаемыми запасами, которые обусловлены:

- малоподвижной (тяжелой и вязкой) нефтью;
- высоким содержанием АСПО в нефти;
- плотными и низкопроницаемыми коллекторами;
- выпадением конденсата в ПЗП;
- солевыми отложения;
- когматацией ПЗП буровыми и цементирующими растворами;
- когматацией трещины гелем ГРП



Преимущества технологии PetroBOOST

- **существенное увеличение проницаемости и эффективной пористости коллектора, снижение скин-фактора;**
- **в ходе одной обработки одновременно устраняются основные причины кольматации коллектора;**
- **высокая управляемость химико-технологического процесса многостадийного термогазохимического воздействия по основным параметрам (температуре, давлению, режимам протекания химических реакций);**
- **комплексность и многофакторность воздействия на породу, кольматант и флюид;**
- **конечные продукты реакции не оказывают негативное влияние на качество добываемой продукции;**
- **для внедрения не требуется специальное оборудование, используется станок КРС или ГНКТ;**
- **продолжительность эффекта от воздействия в течение нескольких лет;**
- **экологическая безопасность.**

Лабораторные испытания

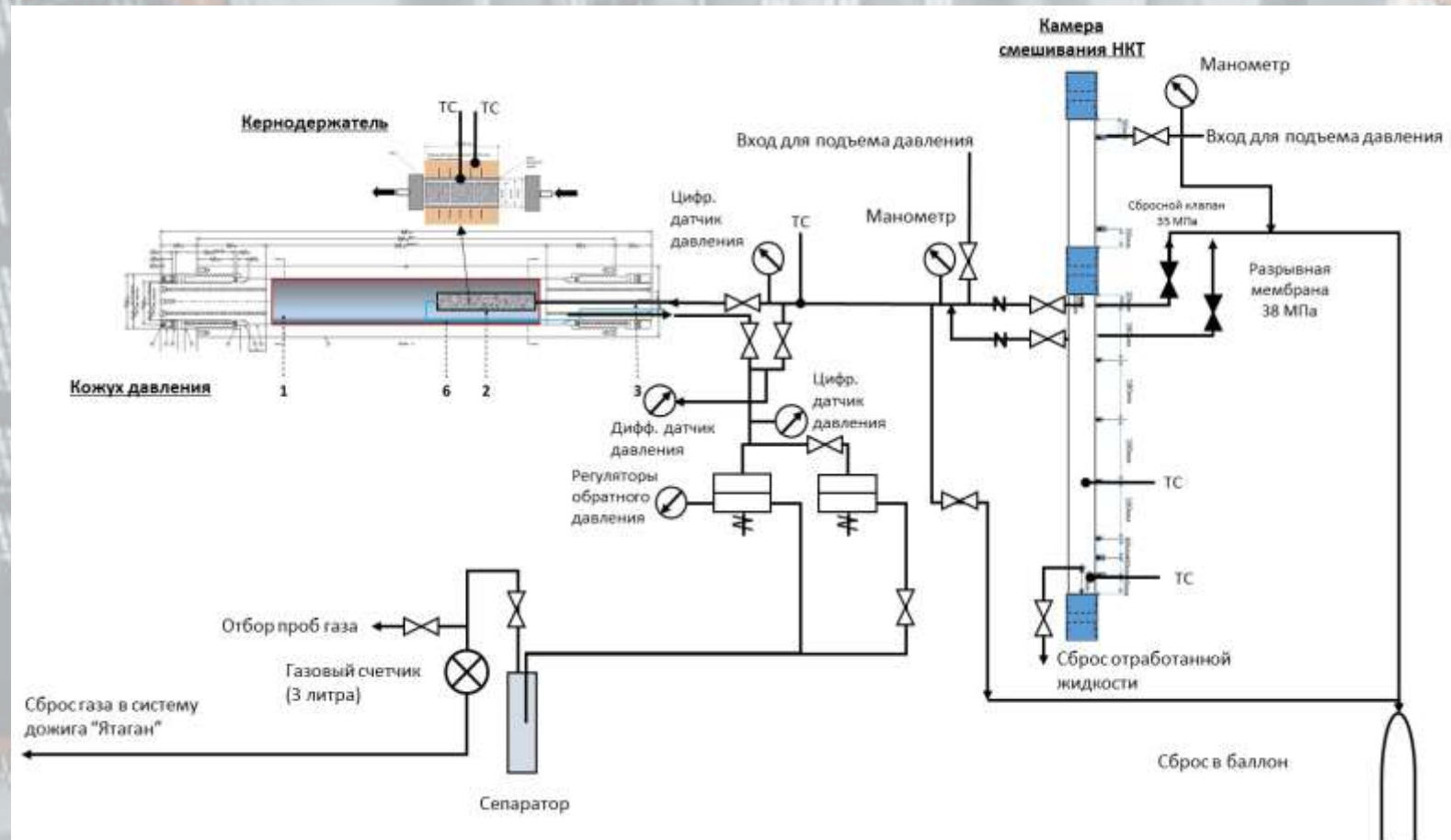
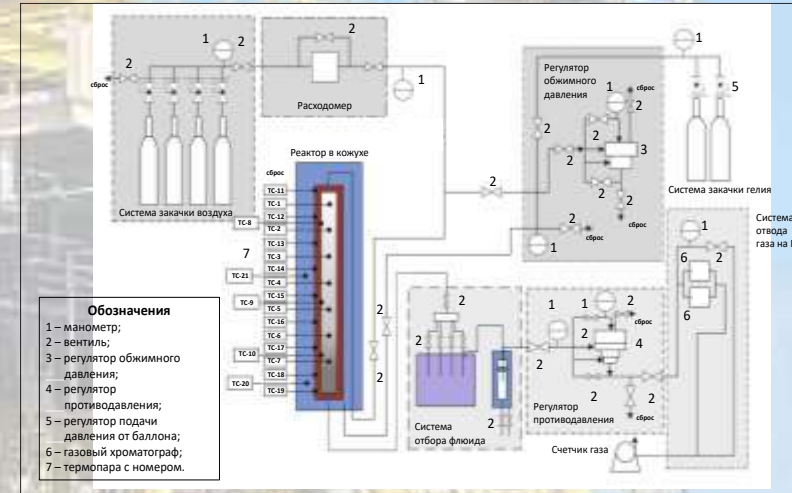
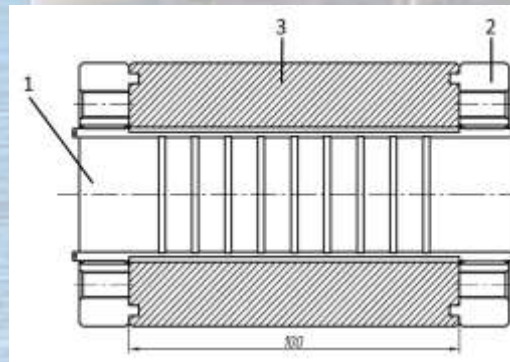


Схема экспериментального лабораторного комплекса для физического моделирования термогазохимического воздействия технологии PetroBOOST на образцы горной породы и исследования изменения их фазовой проницаемости

Лабораторные испытания



установка HPRTO



Разрез кернодержателя для керовой модели.



Фотография кернодержателя в сборе с установленными нагревателями и трубками подвода

Результаты лабораторных испытаний технологии

до обработки – 0,307 мД



а

Воздействие
PetroBOOST

Основные фиксируемые
параметры в ходе
испытаний:

$T_{\max} = 428\text{ }^{\circ}\text{C}$

$P_{\max} = 23,4\text{ Мпа}$

Длительность
воздействия – 1ч 57 мин

после обработки – 25,7 мД



б

Образование
новых высоко
проницаемых
фильтрационных
каналов

Увеличение
фазовой
проницаемости
более **80** раз

3D реконструкция порового пространства составной кернавой модели

а – до обработки; б – после обработки

Реализация технологии

Технология PetroBOOST реализуется путем раздельно-последовательной доставки на забой (по НКТ или ГНКТ) двух технологических жидкостей – (компонентов А и В), каждая из которых представляет суспензию из горюче-окислительных составов и гидрореагующих веществ. Смешивание технологических жидкостей в эксплуатационной колонне, которое обеспечивается за счет разницы их плотностей ($\rho_A \approx 1,45$ и $\rho_B \approx 1,65$ г/см³) приводит к организации многостадийного термогазо-химического процесса, сопровождающегося серией экзотермических химических реакций.

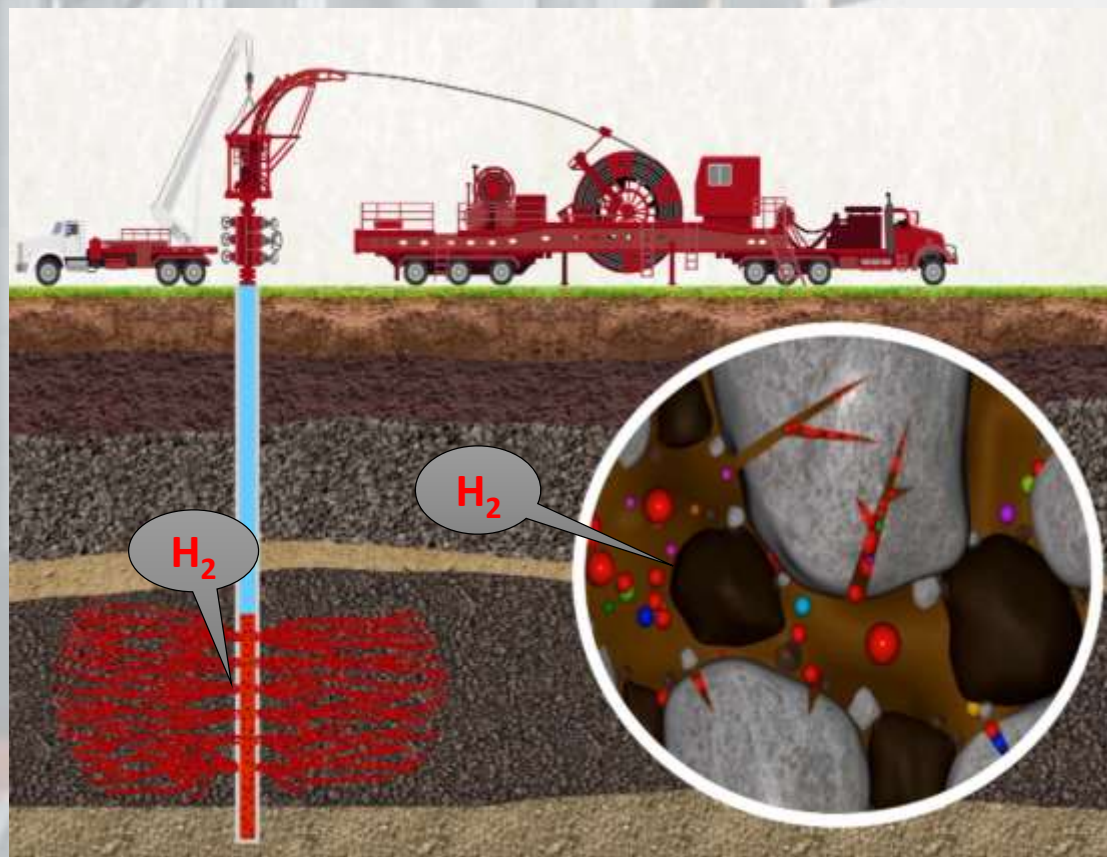
После доставки компонентов А и В на забой необходим технологический отстой – 12-24 ч для протекания реакций.



1-я стадия. Воздействие на пласт

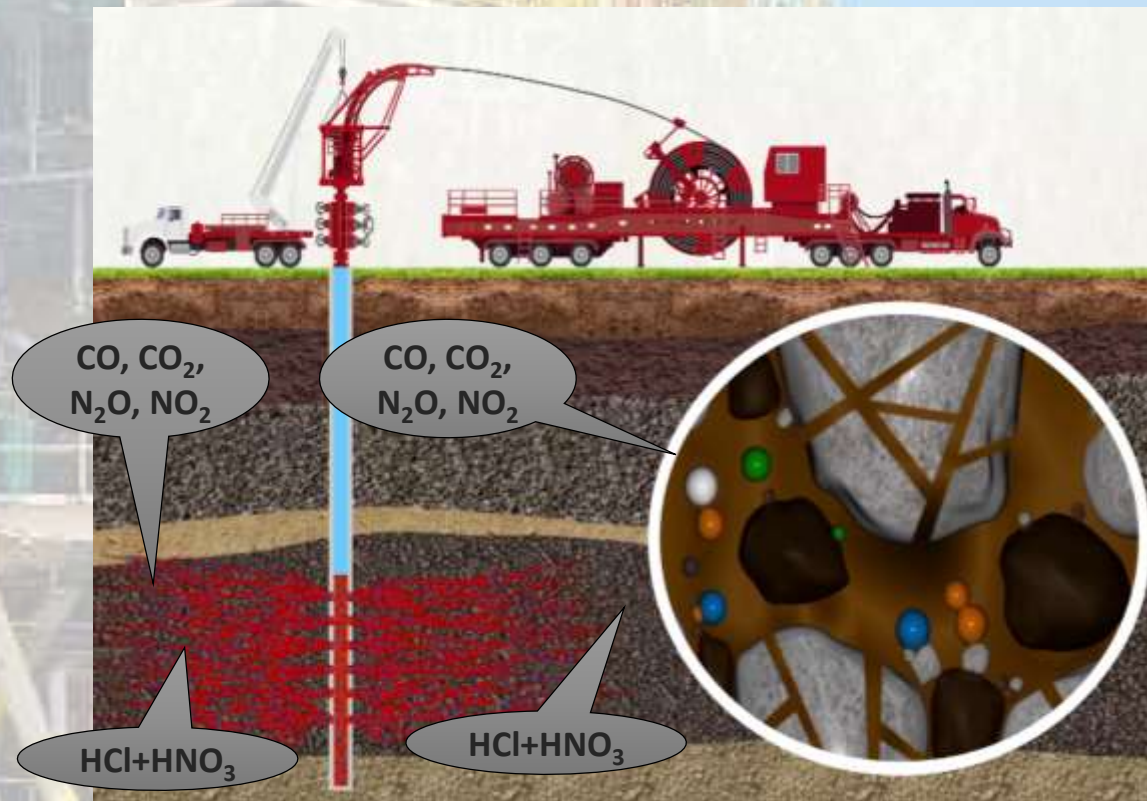
Генерируемый в ходе реакции на начальной низкотемпературной стадии процесса активированный водород первым фильтруется в пласт, увеличивает проницаемость коллектора и способствует фильтрации в пласт генерируемых газов (CO , CO_2 , N_2O , NO_2) и других образуемых химически активных компонентов.

Водород служит активатором процессов диффузии и фильтрации, в том числе в низкопроницаемые и плотные коллектора.



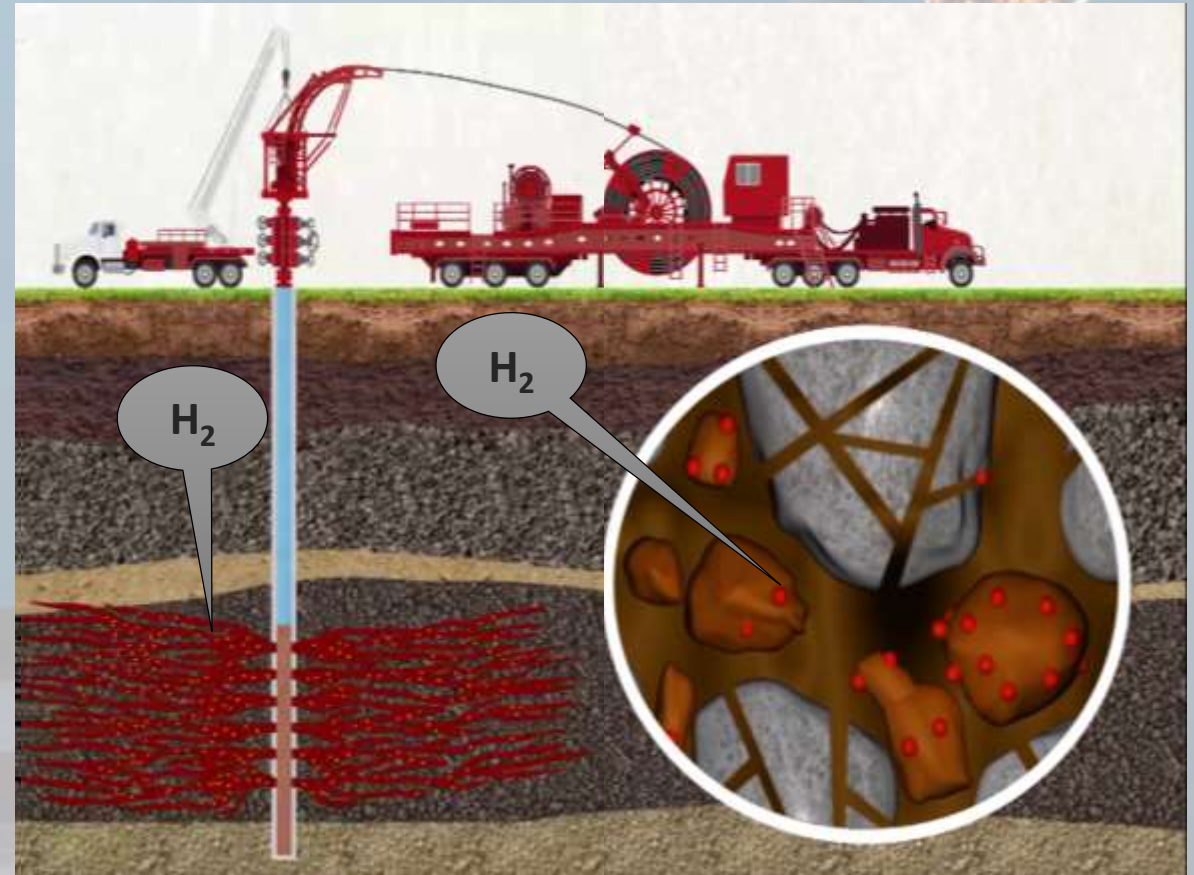
2-я стадия. Воздействие на пласт

Смесь генерируемых активных горячих газов (CO , CO_2 , N_2O , NO_2) фильтруется глубоко в пласт. Кроме прогрева порового пространства, CO_2 снижает вязкость нефти, NO_2 – в реакции с водой, в том числе пластовой, уже в ПЗП образует азотную кислоту, CO – способствует улучшению фильтрационных свойств пласта. Непосредственно в пласте образуется смесь горячей соляной и азотной кислот – царская водка, химическая активность которой существенно выше, чем у каждой из этих кислот в отдельности.



3-я стадия. Воздействие на пласт

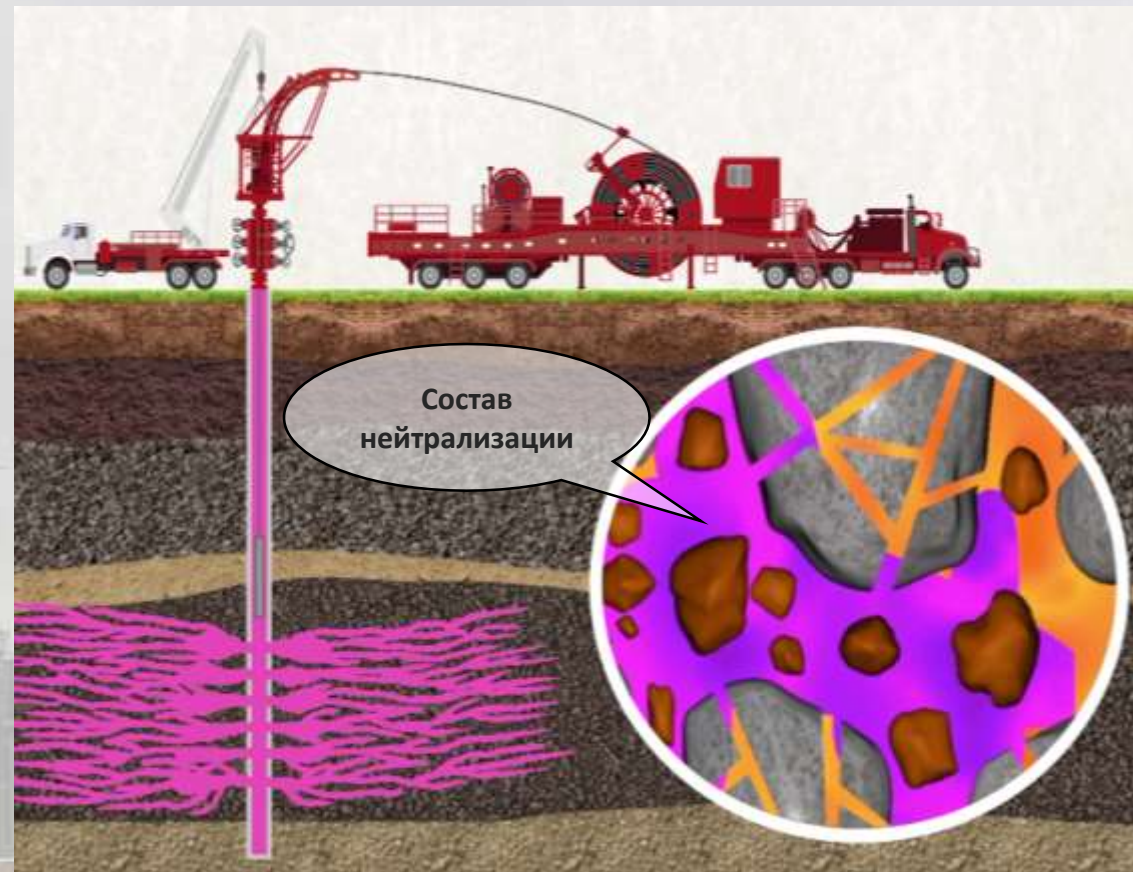
На высокотемпературной стадии процесса (250-450 °С) в условиях высоких давлений, в присутствии активированного (атомарного и молекулярного) водорода и катализаторов реализуется процесс крекинга и гидрокрекинга АСПО с образованием легких газообразных и дистиллятных фракций.



4-я стадия. Воздействие на пласт

После технологического отстоя и завершения основного термогазохимического воздействия производится закачивание состава нейтрализации (кислотный состав с добавками) с продавливанием его в пласт.

В результате в пласте происходит выделение энергии и дополнительный нагрев внутрипорового пространства и насыщающего флюида, а также обработка ПАВами.



Далее промывка скважины и освоение

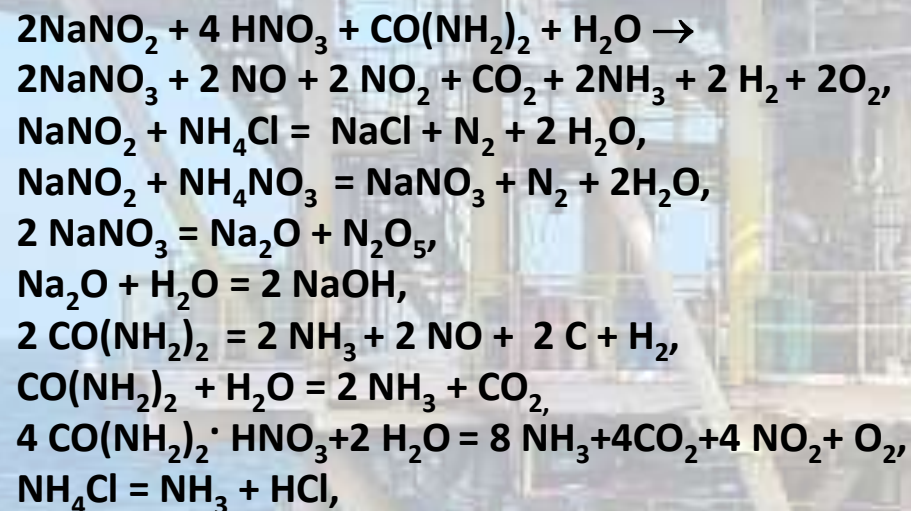
Факторы и результаты воздействия



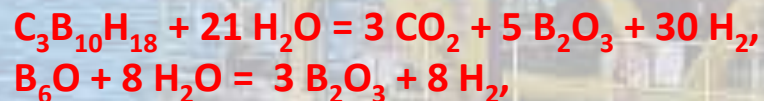
Усредненные показатели для вертикальной скважины

Химические реакции

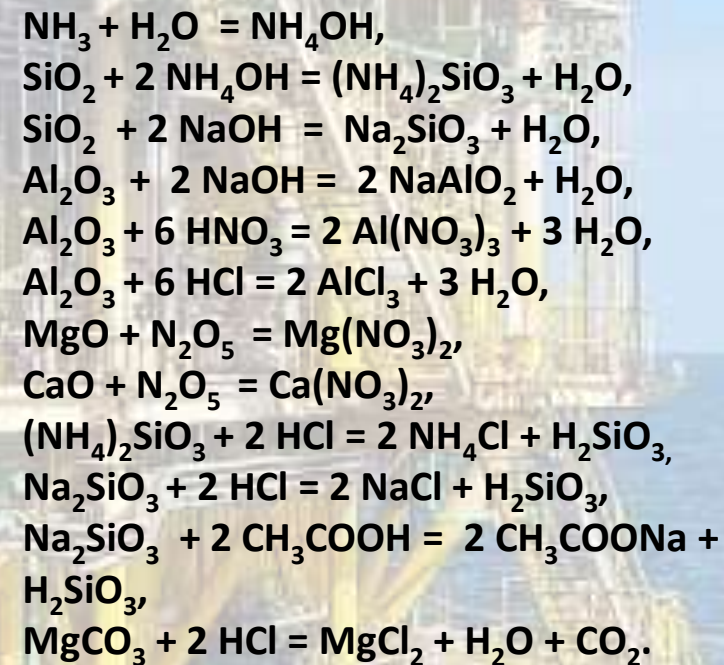
Реакции при смешивании технологических жидкостей



Гидролиз применяемых гидрореагирующих составов:



Вторичные реакции в пласте



Результаты проведенных работ

Глубина	– 4796 м
Глубина по вертикали	– 2912 м
Давление	– 17,5 МПа
Плотность нефти	– 849 кг/м ³
Проницаемость	– 23,4 мД
Тип - нефтяная	
Конструкция	– горизонтальная
Литология	– песчаник
Пластовое давление	– 17,5 МПа
Обработанный интервал – 300 м	
Дебит до обработки	– 7,8 м ³ /сут
Дебит после обработки	– 44 м ³ /сут
Парафины в нефти (до обработки)	– 17,6%
Парафины в нефти (после обработки)	– 9,5%
Парафины (после добычи 1500 м ³ нефти)	– 11,8%
Работа скважины без КРС – 4 года	



Внешний вид нефти

Результаты проведенных работ

Скважина № 1532

Конструкция - вертикальная

Плотность нефти – 906 кг/м³

Пластовое давление – 4.86 МПа

Глубина – 1800 м

Проницаемость – 29 мД

Скин-фактор до – 6

Скин-фактор после – (-1)

Продуктивность до – 1.37 м³/сут

Продуктивность после – 2.4 м³/сут

Скважина № 20627

Тип - нефтяная

Конструкция: горизонтальная

Литология - песчаник

Пористость - 11%

Температура пласта - 81 °С

Нефть: плотность – 8,56 г/см³

асфальтены – 0,14%; парафины – 11,8%; смолы – 1,82%

Забой - 3412 м

Продуктивность до– 1,2 м³/сут

Продуктивность после– 10,0м³/сут

Каталог оборудования

The background of the slide features a silhouette of an oil pumpjack (nodding donkey) against a warm, orange-hued sunset sky. The pumpjack is positioned in the center-right of the frame, with its long arm and counterweight clearly visible. The sky is filled with soft, wavy patterns of light and shadow, creating a textured effect. In the lower-left corner, there is a faint silhouette of an industrial facility with several tall chimneys or towers.

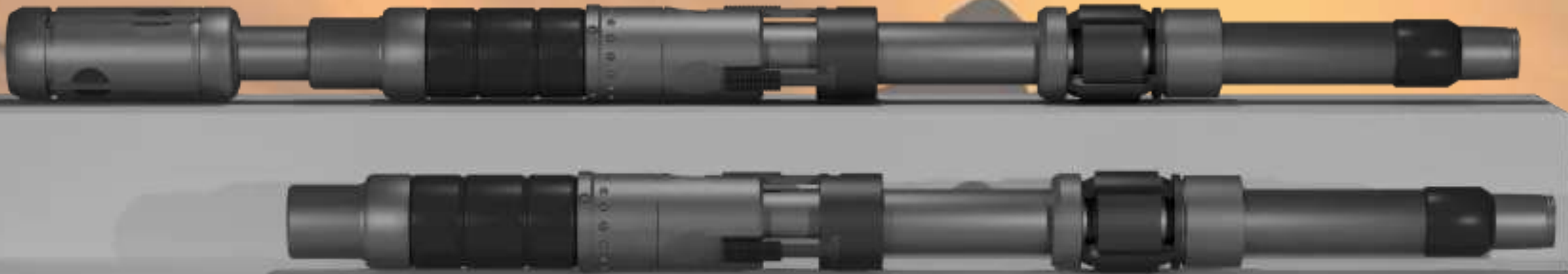
Все оборудование «Нефтегазтехника» сертифицировано и соответствует всем требованиям безопасности

Пакер с упором на забой ПМШ



Предназначен для герметичного разобщения участков эксплуатационной колонны скважины, используемый в составе скважинного оборудования в нагнетательных и добывающих скважинах для проведения различных технологических операций

Пакер механический ПИМ



**Предназначен для герметичного разобщения участков эксплуатационной колонны скважины
или пластов между собой и изоляции эксплуатационной колонны от
воздействия скважинной среды в процессе эксплуатации нагнетательных и
добывающих скважин**

Пакер гидравлический ПДШ



Предназначен для герметичного разобщения пласта от ствола скважины или пластов между собой и изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия среды в процессе эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, в частности, при одновременно-раздельной эксплуатации

Пакер механический с кабельным вводом ПИМ-КВ



Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола эксплуатационной колонны, позволяющей пропустить и загерметизировать в нем кабель от ПЭД насоса, геофизического или других приборов

Якорь гидравлический ЯГ



Предназначен для удержания пакеров от перемещения вверх при избыточном давлении в подпакерной зоне и/или в колонне труб

Скважинная камера (мандерль) 3/5КТ



Скважинные камеры предназначены для посадки в них съемных клапанов — регуляторов, глухих пробок, глубинных манометров, газлифтных клапанов и т. д. при эксплуатации нефтяных, нагнетательных, нефтегазоконденсатных, газовых скважин.

Регулятор РД



Предназначен для регулирования расхода закачиваемой/добываемой жидкости или газа, при эксплуатации нефтяных, нефтегазоконденсатных, нагнетательных, газовых скважин

Пробка глухая ПГ



Предназначена для перекрытия сообщения внутритрубного и затрубного пространств, при эксплуатации нефтяных, нефтегазоконденсатных, нагнетательных, газовых скважин

Извлекаемый обратный клапан ОКИ



Извлекаемый обратный клапан предназначен для предотвращения обратного потока жидкости в колонне НКТ и обладает функционалом извлечения с помощью канатной техники без подъёма всей компоновки

Разъединитель колонны гидравлический РКГШ



Предназначен для отсоединения колонны НКТ от установленного в скважине пакерного оборудования и последующего повторного герметичного соединения

Разъединитель колонны механический РКМ



Предназначен для отсоединения колонны НКТ от установленного в скважине пакерного оборудования и последующего повторного герметичного соединения

Аварийный разъединитель СКК/УО



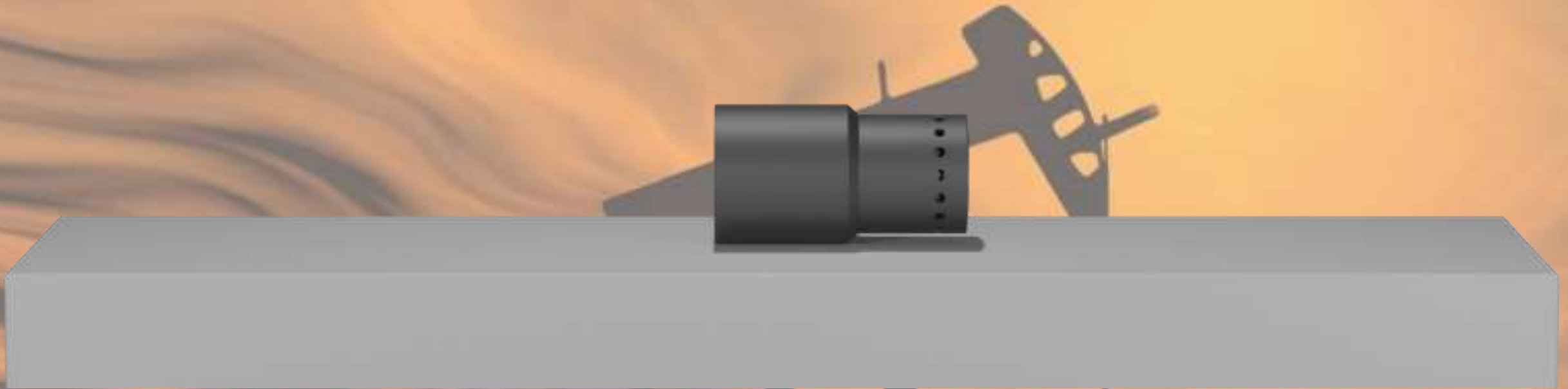
Предназначен для отсоединения колонны НКТ от установленного в скважине пакерного оборудования

Аварийный Разъединитель колонны СКК



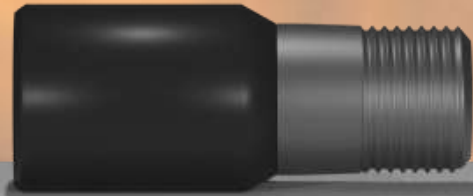
Предназначен для отсоединения колонны НКТ от установленного в скважине пакерного оборудования

Срезной башмачный клапан СБК



Предназначен для посадки гидравлического или гидромеханического пакера (создания избыточного давления в НКТ) с возможностью последующего среза клапана и открытия проходного отверстия

Переводник НКТ 73х89



Предназначен для перехода с
одного размера труб на другой

Подвесной патрубков НКТ



Компоновка ОРЗ

**Предназначена для
одновременной раздельной
закачки с возможностью
регулирования расхода воды
по двум-трем пластам
нагнетательной скважины**



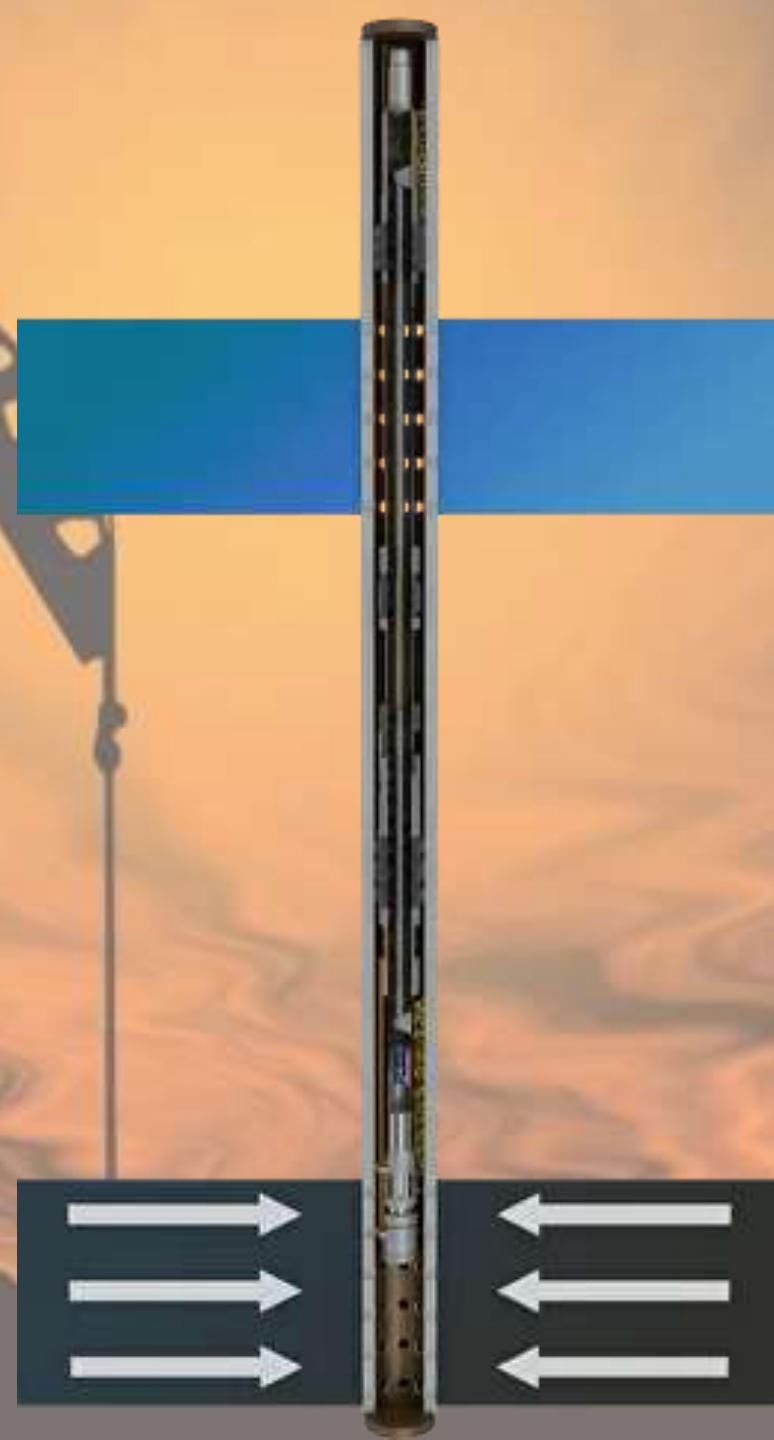
Компоновка ПСН-УЭЦН

Компоновка ПСН-УЭЦН
Предназначена для
изоляции негерметичности э.к.
или обводненного пласта ниже
насосной установки



Компоновка 2ПК-УЭЦН-ПГ

**Предназначена для изоляции
верхнего негерметичного
участка эксплуатационной
колонны, выше насоса ЭЦН, с
возможностью отвода
свободного газа из
подпакерного пространств**





NEFTEGASTECHNIKA

Спасибо за внимание!

Адрес: Азербайджан, Баку, Шарафат Мехтиев 9F

Телефон: +994 51 231 00 00

www.neftegastechnika.com, info@neftegastechnika.com