

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Отделение нефтегазового дела  
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Образовательная программа: «Технология строительства нефтяных и  
газовых скважин»

### **Курсовая работа**

Пояснительная записка

По дисциплине «Подземный ремонт нефтяных и газовых скважин»

Вариант 16

Тема
Применение пакеров при подземном ремонте скважин

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Н.Б-о.		

Руководитель

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ст.преп.	Бондарчук И.Б.		

Томск - 2021 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных  
 ресурсов (ИШПР) Отделение  
 нефтегазового дела  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Образовательная программа: «Технология строительства нефтяных и газовых  
 скважин»

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение курсовой  
 работы**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ02	Ханахмедов Н.Б-о.

Тема работы:

Применение пакеров при подземном
----------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.12.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Перечень материалов для сдачи работы</b>	Пояснительная записка (формат А4)
<b>Основное содержание пояснительной записки</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Титульный лист (должен включать в себя: название ВУЗа, школы, отделения; тему; ФИО студента, его группу, дату сдачи работы, подпись; ФИО преподавателя и его должность).</li> <li>2. Задание на выполнение курсового проекта (с подписью).</li> <li>3. Содержание.</li> <li>4. Введение (указать цель, актуальность, краткое освещение темы).</li> <li>5. Основная часть.</li> <li>6. Заключение (выводы, рекомендации, проблемы по теме работы).</li> <li>7. Список используемой литературы.</li> <li>8. Приложения:             <ol style="list-style-type: none"> <li>8.1. Классификация</li> <li>8.2. Патентная документация</li> </ol> </li> </ol>
<b>Требования к основной части работы</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. В обязательном порядке выполнить следующие виды работ:             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Разработать классификацию по определенной тематике. Требования к классификации и особенности ее проведения приведены в <i>Приложении А</i> задания.</li> <li>1.2. Провести патентный поиск. Требования к патентному поиску и особенности его проведения приведены в <i>Приложении Б</i> задания.</li> </ol> </li> <li>2. Рассмотрение операций должно быть в соответствии с классификатором ремонтных работ по РД 153-39.0-088-01.</li> <li>3. Систематизация данных (информация должна быть сгруппирована);</li> <li>4. Основные данные должны подтверждаться качественными иллюстрациями (схемы, фотографии,</li> </ol>

	графики); 5. В тексте обязательны ссылки на используемую литературу (источники).
--	---

<b>Требования к оформлению работы</b>	1. Оформление работы должно выполняться в соответствии с требованиями положения о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в ТПУ № 6/од от 10.02.2014 г.
<b>Основная литература</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Булатов, Анатолий Иванович. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : монография: в 4 т. / А. И. Булатов, О. В. Савенок. — Краснодар: Юг, 2012.</li> <li>2. Ваганов Ю. В.. Основы супервайзерского контроля при ремонте и реконструкции нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] / Ваганов Ю. В., Кустышев А. В., Овчинников В. П., Кустышев И. А.. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 160 с. – Режим доступа: <a href="http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_id=64513">http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_id=64513</a>.</li> <li>3. Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие [Электронный ресурс] / А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 272 с.– Схема доступа: <a href="http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m087.pdf">http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m087.pdf</a>.</li> <li>4. Зозуля Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие [Электронный ресурс] / Зозуля Г. П., Кустышев А. В., Овчинников В. П.. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с. – Режим доступа: <a href="http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_cid=25&amp;pl1_id=28313">http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_cid=25&amp;pl1_id=28313</a>.</li> <li>5. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. - М.: Недра, 1986. - 208 с.</li> <li>6. Сизов, В. Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин : учебное пособие / В. Ф. Сизов, О. Ю. Турская. — Ставрополь : СКФУ, 2017. — 195 с. – Режим доступа: <a href="https://e.lanbook.com/book/155157">https://e.lanbook.com/book/155157</a></li> <li>7. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / Амиров А.Д., Карапетов К.А. и др. - М.: Недра, 1979. – 309 с.</li> </ol>
<b>Порядок сдачи работы</b>	Работа в первую очередь сдается на проверку в электронном виде (формат Word) на электронную почту преподавателя bondarchuk@tpu.ru (дата отправки на почту будет считаться датой сдачи работы). При отсутствии замечаний у преподавателя, работа сдается в распечатанном виде. При наличии замечаний у преподавателя, работа отправляется на доработку на электронный адрес студента. При этом студент имеет право один раз провести работу над ошибками (при условии своевременной сдачи).
<b>Защита работы</b>	Доклад с презентацией (на защиту допускаются студенты, сдавшие пояснительную записку).
<b>Оценивание работы</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. За курсовую работу студент получает общую оценку за пояснительную записку и защиту.</li> <li>2. Оценка за пояснительную записку, которая выполненная не по требованиям оформления, снижается на одну оценку меньше.</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания на выполнение курсовой работы</b>	30.09.2021
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИ О	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бондарчук И.Б.			30.09.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИ О	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Н.Б-о.		30.09.2021

Томск - 2021г.

**СОДЕРЖАНИЕ**

ЗАДАНИЕ.....	2
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:.....	2
Задание принял к исполнению студент:.....	3
СОКРАЩЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН И ПОНЯТИЕ ПАКЕРА.....	7
1.1 Подготовительные операции при использовании пакера.....	8
2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПАКЕРОВ.....	10
1.1 Пакера отечественного производства.....	10
1.2 Пакера зарубежного производства.....	14
1.3 Виды пакеров для капитального ремонта скважин.....	16
3. ВИДЫ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕРА...	20
3.1 Пакеры гидромеханические, гидравлические и механические.....	20
3.2 Пакеры для испытания колонн.....	26
3.3 Пакерно-якорное оборудование для гидроразрывов пластов.....	27
3.4 Технология проведения водоизоляционных работ с помощью пакера.....	28
3.5 Технология проведения газоизоляционных работ с помощью пакера.....	32
3.6 Методика изоляции «верхних» и «нижних» вод с помощью пакера.....	33
3.7 Технология изоляции «верхних» вод с помощью пакера....	35
3.8 Технология изоляции «нижних» вод с помощью пакера....	37

3.9 Регламент на спуск компоновки пакерного оборудования (КПО).....	38
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ.....	48
5. РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
Список литературы.....	68
Приложение А.....	70
Приложение Б.....	71

## **СОКРАЩЕНИЯ**

- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ППД – поддержание пластового давления;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- КВЧ – количество взвешенных частиц;
- ЭК – эксплуатационная колонна;
- ОК – обсадочная колонна.

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время большое внимание уделяется применению технологических составов, направленных на продуктивную эксплуатацию осложненного фонда скважин. К осложненным скважинам относится значительная часть эксплуатационного фонда большинства российских нефтедобывающих предприятий Западной Сибири. К числу типичных осложняющих факторов в отечественной нефтедобыче относятся прихваты внутрискважинного оборудования, свободный газ на приеме ЭЦН, вынос механических примесей, солеотложения, АСПО, искривленность ствола скважины, обводненность, а также технологическая связанность всех перечисленных проблем. Нефтедобывающие предприятия постоянно ведут работы по подбору и совершенствованию оптимальных способов и технологий борьбы с осложняющими добычу нефти факторами. Добыча нефти в осложненных условиях требует комплексного подхода к выбору оборудования и способа его дальнейшей эксплуатации. Значительное количество скважин переведены в бездействующий фонд именно впоследствии воздействия на них факторов осложнений. Ремонтно-изоляционные работы требуют значительных затрат и, как показала практика, не всегда дают положительный результат. Более целесообразно в этих условиях использовать пакерные компоновки, устанавливаемые «лёгкой» бригадой текущего ремонта скважин.



Актуальность данной работы: в настоящее время весомым критерием оценки выбора методов и технологий, применяемых на осложненном фонде, является стоимость. Она не должна быть высокой, чтобы процесс добычи нефти оставался рентабельным.

Целью работы является анализ применения пакеров при подземном ремонте скважин.

# 1. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН И ПОНЯТИЕ ПАКЕРА

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при отдельной эксплуатации и закачке [1].

Пакер – уплотняющее приспособление в буровой скважине, предназначенное для разобщения друг от друга различных частей кольцевого пространства ствола скважины. Пакер позволяет проводить отдельное испытание различных горизонтов на притоки нефти, газа или воды как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Также применяется и при отдельной эксплуатации двух горизонтов. Пакер представляет собой резиновый армированный брезентом манжет, расширяющийся в скважине при нажиме колонной вышерасположенных труб [2].

Таблица 1 - Виды ремонтно-изоляционных работ

<b>Шифр</b>	<b>Виды работ по капитальному ремонту скважин</b>	<b>Технико-технологические требования к сдаче</b>
	<b>Применение пакеров при подземном ремонте скважин</b>	
КР1-1	Отключение отдельных интервалов и пропластков объекта эксплуатации	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
	<b>Применение пакеров при подземном ремонте скважин</b>	
		объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
КР1-2	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеровотсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера
КР 7	Обработка призабойной зоны	возможность в определенных условиях не привлекать бригады КРС и производить очистку ПЗП с помощью клапана-отсекателя и компрессора

## **1.1 Подготовительные операции при использовании пакера**

Все подготовительные и заключительные ремонтные работы на скважине можно разделить на несколько этапов:

- мобилизация;
- подготовка к глушению и глушение;
- монтаж подъемника и вспомогательного оборудования;
- выполнение непосредственно ремонта скважин;
- заключительные работы и запуск скважины в работу;
- демонтаж оборудования и заключительные работы.

Как правило, все основное оборудование транспортируется на собственной колесной базе: вагоны, подъемник, емкости. Остальное оборудование, как крупногабаритное, так и мелкое, перевозится на

полуприцепах с помощью тяжелой колесной техники. Есть огромное количество различных пакеров, но суть работы у всех одна, некоторые более устойчивы к перепадам температур, другие более устойчивы к химическим составляющим. Сперва пакер спускается в обсаженную скважину на колонне бурильных труб. При этом обратный клапан втулки не препятствует заполнению спускаемого инструмента промывочной жидкостью, находящейся в скважине. После достижения необходимой глубины насосным агрегатом в трубном канале создается избыточное давление для деформации набора уплотнительных элементов и разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакера, промывочная жидкость при этом поступает в поршневую полость пакера по перепускным каналам втулки.

По достижении определенного давления, которое превышает давление срабатывания пакера, происходит разрушение срезных элементов сухарей и перемещение втулки до посадки опорных сухарей на нижний кольцевой выступ. Поршневая полость с этого момента отсекается от трубного канала и уплотнительные элементы фиксируются в распакерованном состоянии. После этого противовыбросовое оборудование закрывается, в межтрубном пространстве выше пакера создается требуемое давление. Контроль процесса опрессовки осуществляется по манометру, а контроль герметичности пакера — по поступлению или не поступлению жидкости по трубному каналу на устье скважины. После окончания опрессовки давление в межтрубном пространстве сбрасывается, а в трубном канале создается давление разрушения срезных элементов сухарей.

Втулка, освободившись от удерживаемых ее сухарей, перемещается по центральному каналу и попадает в ловильную корзину. Туда же падают опорные сухари. Радиальные каналы опять сообщаются с полостью центрального осевого канала. Толкатель и кольцевой поршень под действием пружины занимают исходное положение. Под действием внутренних сил уплотнительные резиновые элементы также примут исходную форму, освобождая пакер для перемещения в скважине. Для повторного применения пакера в трубный канал бурильных труб сбрасывается новая кольцевая втулка, оснащенная шаром и опорными сухарями. По достижении ею своего исходного положения в пакере описанный процесс опрессовки повторяется [1,2].

## 2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПАКЕРОВ

### 1.1 Пакера отечественного производства

Структурная схема пакера включает следующие элементы: уплотняющие элементы, опору пакера, систему управления пакером, технологические устройства.

Уплотняющие элементы расширяются и прижимаются к обсадной колонне при воздействии осевой нагрузки (веса НКТ или усилия от поршня гидросистемы).

Для уплотняющих элементов применяется синтетическая резина марок 4326, 4327, 3825 для пакеров с небольшой деформацией уплотняющего элемента (самоуплотняющиеся) и марок 4004, 3826-С для элементов с большой деформацией.

Все уплотняющие элементы имеют корд, для упрочнения резинового элемента, который изготавливается из хлопчатобумажной ткани, полимерной или металлической нити.

Резина в резинокордных деталях заполняет поры корда и обволакивает его. Резина и корд имеют различную жесткость. Так модуль упругости резины находится в пределах 1 - 5 МПа, а текстильного корда -  $(1 - 2) \cdot 10^3$  МПа, а металлического корда -  $1 \cdot 10^5$  МПа. Поэтому деформации, связанные с удлинением нитей корда, чрезвычайно затруднены. Деформация резиновых элементов с кордом происходит за счет деформации резины и изменения углов, под которыми располагаются нити кордов, без удлинения самих нитей.

Опоры пакера воспринимают осевые усилия, действующие на него, при расширении уплотнительных

элементов осевой силой и при создании перепада давления у пакера.

Опора выполняется чаще всего в виде шлипсового (плашкового) захвата. Шлипсовый захват имеет конус и плашки с насечкой, которые при осевом перемещении надвигаются на конус и, расходясь по диаметру, прижимаются к обсадной колонне. Врезаясь в трубы, пакер может воспринимать осевые усилия. Плашки перемещаются по конусу в пазу. Паз имеет форму, не позволяющую плашкам отходить от конуса. Материал плашек – обычно сталь марки 20Х. Для повышения их твердости до 50 – 55 НРС плашки обычно цементируют и подвергают закалке. Сопряжение пакера с обсадной колонной может происходить в нескольких точках (в основном из-за погрешностей диаметра сопрягающихся поверхностей плашки и трубы), а плашки могут воспринимать незначительные изгибающие нагрузки, не ломаясь [10].

Таблица 2 - Основные параметры пакеров, выпускаемых отечественными производителями

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Внутренний диаметр обсадной трубы (мм) по ГОСТ 632 - 80, при перепаде давления, МПа					Наружный диаметр пакера, мм
	14	21	35	50	70	
114	93,9					88
	97,1; 99,5					90
	102,9; 103,9		101,5		-	94
127	105,6					100
	108,6; 112,0					103
	115,8		114,2		-	107
140	121,3		118,7			112
	121,3					114
	127,3		125,7		124,3	118
146	127,1				124,7	118
	132,1; 133,1		130,7		129,1	122
168	144,1					136
	150,5			147,1		140
	153,7			150,5		145
178	148					140
	152,4; 154,8				150,4	145
	159,4				157,0	150
	164; 166		161,6		-	155
194	163,5					155
	168,3					160
	174,7				171,9	165
	178,5		177,1		-	170
219	190,7					180
	196,3				193,7	185
	201,3			198,7		190



	203,7	-	-	-	195
	205,7	-	-	-	195
245	212,7; 216,9				205
	220,5; 222,3				210
	224,5	-	-	-	215
	226,7	-	-	-	215
	228,7	-	-	-	220
273	240,1; 242,9				230
	245,5; 247,9				235
	252,7		250,3		240
	258,9	255,3	-	-	245

Эта таблица позволяет, имея условный диаметр обсадной трубы и перепад давления в скважине, подобрать необходимый наружный диаметр пакера.

## **1.2 Пакера зарубежного производства**

### **Пакера фирмы «Эрроу»**

1) Сдвоенные натяжные пакеры S-1 и S 2H моделей 437 и 441. Сдвоенные натяжные пакеры S-1 могут использоваться в качестве верхних пакеров в сочетании со срезными пакерами SL. С помощью сдвоенных пакеров можно изолировать водопритоки через обсадные колонны и перфорационные отверстия как при однопластовом, так и при многопластовом заканчивании. Пакер S 2H отличается от пакера S-1 лишь наличием дополнительного зажима.

2) Извлекаемые пакеры моделей 670, 671, 672 типа «Эрроу-дрилл» для герметизации ствола скважины.

Пакер является универсальным. Он может быть спущен на электрическом кабеле или установлен гидравлическим способом. Пакер способен противостоять высоким давлениям снизу и сверху, он допускает возможность смены НКТ для обеспечения полной пакеровки.

### **Пакера фирмы «Дрессер»**

1) Уни-Пакер V – высоконадежный пакер для испытания и обработки продуктивных пластов. Устанавливается под действием сжимающей нагрузки, перекрывает трубы при действии давления сверху и снизу, используется в скважинах глубиной 2000 – 18000 футов (609.6 – 5486.4м) для различных операций, например кислотной обработки, гидроразрыва пластов, исследований, а также в

добыче и при закачке жидкости в пласт. Возможна левосторонняя посадка пакера.

2) Уни-Пакер VI - самый совершенный из всех извлекаемых пакеров. Используется во всех процессах добычи: при кислотной обработке и гидравлическом разрыве пласта, исследовании скважин, в насосных и фонтанных скважинах различной глубины. Устанавливается под действием растягивающей или сжимающей нагрузки. При этом насосно-компрессорные трубы могут оставаться под напряжением или полностью отсоединяться от пакеров. Уни-Пакер VI используется при давлении 6000 и 100000 psi на глубинах до 18000 футов (5486.4м). Возможна установка пакера с помощью каната.

### **Пакера фирмы «Lynes»**

1) Наружный трубный пакер (НТП) Lynes. Он предохраняет от засорения, обеспечивая чистоту первичного цемента, и за счет этого значительно уменьшает время и расходы при ремонтных работах по цементированию скважин. НТП препятствует миграции флюида и газа и предотвращает образование каналов при затвердевании цемента, также исключает потерю циркуляции за счет цементирования трубы. НТП допускают избирательную интенсификацию добычи нефти и эксплуатацию горизонтальных скважин.

2) Эксплуатационный/нагнетательный пакер «Lynes-PIP» является инструментом, частично предназначенным для ремонтных работ и работ по интенсификации добычи нефти, операций в открытой скважине или обсадной колонне. Часто PIP является единственным инструментом, который может спускаться и уплотнять помятые или утратившие

цилиндричность обсадные трубы; там, где механические пакеры могут разрушить ослабленные обсадные трубы, RIP выдерживает высокий перепад давления без клиньев, передачи массы труб, натяжения или дополнительных вспомогательных средств.

3) Возвращаемый эксплуатационный/нагнетательный пакер. Может переставляться любое число раз без подъема пакера.

4) Цементируемые пакеры с обратным клапаном, спускаемые через

НКТ. Эти пакеры позволяют производить постоянную изоляцию и цементирование нижних глубоководных продуктивных зон, не извлекая пакера и труб.

Извлекаемый скважинный клапан дает возможность сбрасывать раствор через верхнюю часть инструмента, благодаря чему в пласт не закачивается нежелательная жидкость [2].

### **1.3 Виды пакеров для капитального ремонта скважин**

Пакер для скважин выглядит как специальное приспособление, позволяющее отделять затрубное пространство от пласта месторождения. Раздельная эксплуатация источника возможна с перекрытием пакером доступа грунтовыми водами. Это особенно значимо при поломке системы водоснабжения либо обрушении конструкции их стенок.

Пакеры для скважин помогают рабочим улучшить проведение тех или иных операций внутри подземного

источника, не разрушая всю конструкцию. На сегодняшний день более востребованы следующие виды таких конструкций: «Разбуриваемый». Рабочее положение этих устройств помогает герметично изолировать некоторые части скважинного ствола. При цементировании этот пакер остается в скважине, поэтому извлечь его обратно нельзя. В случае необходимости разбуривают весь цементный тампон. Разбуриваемый пакер помогает разделять грунтовые пласты горизонта.

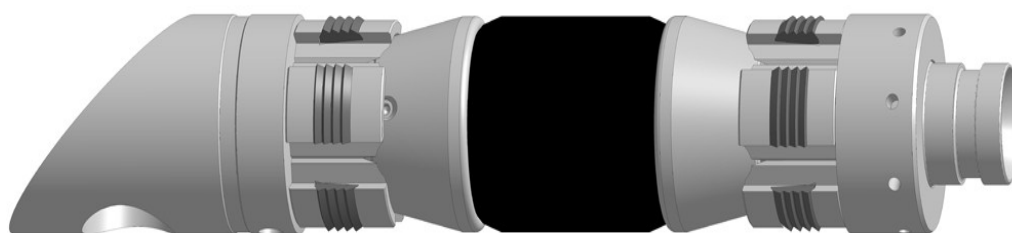


Рисунок 1- Разбуриваемый пакер для скважины

С помощью давления рабочей жидкости из устройства достигается герметизация скважинных частей. При этом происходит деформация с параллельным прижатием резинового уплотнителя-элемента к стенкам скважинного канала. В результате наблюдается разобщение пластов внутри водоносного источника. Помимо гидравлических, созданы и гидравлично-механические устройства, где деформация изолирующего резинового элемента достигается воздействием давления в подпакерной зоне.



Рисунок 2- Гидравлические пакеры

С изолированием отдельных частей ствола ниже тяжестью колонны труб. Данные приспособления могут эксплуатироваться в вертикальных, искривленных и наклонных водоносах.



Рисунок 3- Схема механического пакера для скважины

Главным конструктивным звеном пакера для скважины является цилиндрический по форме уплотнитель, выполненный из резины. Благодаря вертикальному сжатию он способен изменять форму, расширяясь и изменяясь в высоте. В результате этого перекрывается все кольцо между скважинными стенами и колонной бурильных труб.

К главным характеристикам описанной конструкции относят наличие следующих элементов:

- якорное устройство;
- головка;
- уплотнительный элемент;
- ограничительное кольцо.

К описанному оборудованию производят специальные шнеки с соответствующими насосами. Такие буровые

установки облегчают процесс разбуривания грунта. Устанавливают пакер в колонне либо скважине.

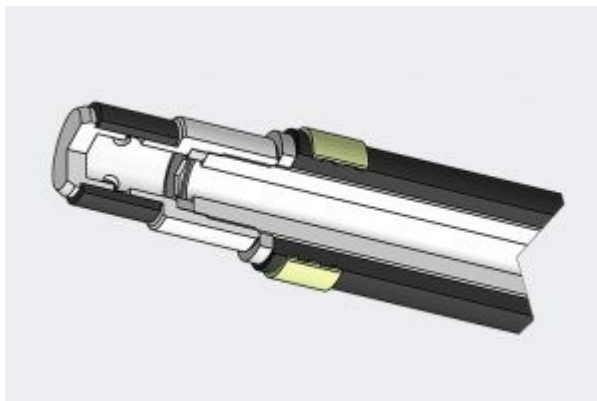


Рисунок 4- Основной корпус прибора содержит и узел пакеровки

Основной корпус прибора содержит и узел пакеровки, от надежности которого зависит успешность проводимых работ. При этом желательно использовать обсадную инвентарную трубу с толстыми стенками. В составе описанного оборудования присутствует также хвостовик с внутренней резьбой, кольцевая проточка и карман.

В комплекте есть и золотник, оснащенный седлом. Части золотника изготавливают из прочных сплавов, способных не деформироваться при сильном механическом воздействии. Уплотнительный элемент, узел пакеровки и другие детали могут длительное время не подвергаться коррозии, так как сверху их покрывают защитным составом. Пакер может быть и надувным, общий принцип действия которого схож с аналогами.

Основными преимуществами использования описанных устройств являются: снижение затрат на ремонт скважин; проведение очистки источника за короткое время с меньшим количеством людей. В составе конструкции есть кольцевые элементы. Если кольцевые детали выполнены из дюралюминия,

то при их извлечении часто происходит поломка. В результате в обсадной колонне может заклинить пакер.

Пакер относится к области строительства и бурения. Такие установки используют с целью:

1. Центровки у колонн насосно-компрессорных труб с последующей передачей части массы труб обсадным конструкциям в случае проведения ремонтных работ.

2. Правильного использования скважины, стараясь защитить от коррозионных процессов обсадную инвентарную колонну.

3. Освоения пространства скважины. Устройство имеет разный диаметр сменного резинового уплотнителя, в зависимости от чего определяется область его использования.

Капитальный ремонт скважин подразумевает проведение комплекса работ по восстановлению работоспособности эксплуатационных колонн.

На первом этапе проведения таких работ делают обследование скважины. Это позволяет выявить глубину забоя, наличие песчаной пробки и общий вид эксплуатационной колонны. При этом часто используют печати (металлические корпуса со свинцовой оболочкой). Установка пакера позволяет выполнить опрессовку колонны для выявления дополнительных поломок. Капитальным ремонтом скважин обычно занимаются специализирующиеся на этом организации, имеющие все необходимое оборудование и опыт.



### 3. ВИДЫ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕРА

#### 3.1 Пакеры гидромеханические, гидравлические и механические

1) Пакер за колонный проходной гидромеханический двухманжетный типа ПГМД.

Основная область применения пакера - повышение качества разобщения двух пластов, разделенных тонкими (не более 2 - 3 м) глинистыми прослоями.

Пакер типа ПГМД отличается высокой технологичностью в эксплуатации, надежное формирование высокопрочной самоуплотняющейся манжетно-цементной перемычки, свободное регулирование длины перемычки (минимальная длина - 500 мм), сохранение герметизирующих свойств перемычки при ее частичном размещении в интервале перфорации.

Таблица 3 - Основные технические характеристики пакера типа ПГМД

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны,	Наружный диаметр	Диаметр м	Диаметр мм	Максимальный диаметр скважины в зоне
ПГМД-140	140	184	210	124	220
ПГМД-146	146	184	210	124	220
ПГМД-146-1	146	184	210	130	220
ПГМД-168	168	200	210	124	240

2) Пакер гидравлический проходной с малогабаритным клапаным узлом типа ПГПМ1.

За колонный проходной гидравлический пакер предназначен для повышения качества изоляции продуктивных пластов при креплении скважин с целью предотвращения межпластовых перетоков и затрубных

проявлений пластовых флюидов в период освоения и эксплуатации скважин.

Пакер спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны диаметром 146 и 168 мм и устанавливается в заданном интервале. В полость уплотнительного элемента пакера в заводских условиях закачивается отверждаемый гидрофобный полимерный состав, полимеризация которого происходит только в присутствии продавочной жидкости, попадающей в пакер из внутреннего колонного пространства при его срабатывании. Таким образом существенно повышается долговечность и надежность работы пакера.

Таблица 4 – Технические характеристики пакеров типа ПГПМ1

Показатели	ПГПМ1-146-1 ПГПМ1-146-2	ПГПМ1-168-1 ПГПМ1-168-2
Наружный диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Максимальный перепад давления между разобъёнными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки (1,27), МПа: в пакере, заполненном ОГПС в пакере без заполнения ОГПС	25 15,0*/17,5	25 15,0*/17,5
Диаметр проходного канала пакера, мм	124-127	144
Давление избыточное внутри уплотнительного элемента при пакеровке скважины, МПа	2-15	2-15
Максимальный коэффициент пакеровки	1,45	1,45
Максимальная рабочая температура, °С	100*/150	100*/150
Максимальное избыточное давление на корпусе пакера, МПа: внутреннее наружное	35 30	35 30
Максимальная растягивающая нагрузка на корпус пакера, тс	85	95
Длина в рабочем положении, мм	5080*/3260	3500
Масса, кг	230	275
* В числителе приведены показатели, относящиеся к пакерам ПГПМ1-146-1 и ПГПМ1-168-1		

3) Пакеры для защиты эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах.

Пакер типа ПЗКН предназначен для защиты эксплуатационных колонн диаметром от 114,3 до 168,3 мм от динамического давления при закачке воды в нагнетательную скважину. Пакер состоит из корпуса с набором резиновых уплотнений, якорного узла, верхнего и нижнего присоединительных переводников и ряда других комплектующих деталей.

Таблица 5 – Технические характеристики пакеров типа ПЗКН

Показатели	ПЗК Н- 114	ПЗКН- 127	ПЗКН- 146	ПЗКН -168
Условный диаметр обсадной колонны, мм	114	127	140 и 146	168
Наружный диаметр пакера, мм	94(9 0)	103(10 7)	122(11 8)	144(1 40)
Длина пакера, мм	1340 ±8	1390± 8	1500± 8	1540 ±8
Масса пакера, кг	28±3	35±3	53±5	72±5
Максимальный перепад давления на уплотнительные элементы пакера, МПа	35	35	35	35
Максимальная рабочая температура, °С	120	120	120	120
Примечание:				
1. В скобках указан наружный диаметр, имеющий комплект сменных частей ПЗКН.080.				
2. Погрешность измерения величины давления ±2,5% по				

Пакеры гидравлические типа ПНС и ПНСМ предназначены для разобщения подпакерной зоны и межтрубного кольцевого пространства нагнетательной скважины с целью предотвращения воздействия высокого давления на эксплуатационную колонну. Пакеры также применяются для проведения различных обработок призабойной зоны и выполнения ряда технологических операций при строительстве и ремонте нефтяных и газовых скважин. Конструкция пакера рассчитана на многократное применение в эксплуатационных колоннах диаметром 146, 168 и 140 мм при перепаде давления до 35 МПа и температуре до 100° С.

Посадка пакера осуществляется с помощью гидравлики. Глубина посадки пакера в скважине не ограничивается. Съём осуществляется перемещением вверх тяговым усилием 7 т. Для аварийного отсоединения колонны НКТ от пакера предусмотрен переводник с левой резьбой.

4) Пакер типа ППДС предназначен для поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах, а также для защиты эксплуатационных колонн от динамических нагрузок в нагнетательных и эксплуатационных скважинах при закачке жидкостей и газожидкостных смесей и гидравлических разрывах пластов.

Пакер типа ППДС разработан и выпускается для эксплуатационных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм.

Основные технические характеристики этих пакеров приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики пакеров типа ППДС

Показатель	ППДС-146	ППДС-168
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140, 146	168
Наружный диаметр пакера (по уплотнительным манжетам), мм	122(118)	144(140)
Наружный диаметр пакера (по корпусу), мм	116	136
Длина пакера, мм	1500	1540
Масса пакера, кг	55	75
Максимальный перепад давления на уплотнительные элементы пакера, МПа	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	100	100

#### 5) Гидравлическое пакерующее устройство типа ГПУ.

Предназначено для выполнения ряда технологических операций по ремонту скважин, в том числе:

- закачке тампонажных материалов в приствольную зону через специальные отверстия в эксплуатационной колонне для ликвидации заколонных перетоков;

- поинтервальных обработок призабойной зоны и кислотных гидравлических разрывов пластов;

- опрессовке эксплуатационных колонн при поиске мест нарушения и

восстановление их герметичности методом закачки тампонажных материалов в интервал с дефектом.

Устройство пакерующее типа ГПУ состоит из верхнего и нижнего пакерующих узлов, между которыми расположен клапан. Снизу устройства устанавливается седло с шаром или заглушка.

Таблица 7- Технические характеристики пакерующего устройства типа ГПУ

Показатели	ГПУ-146	ГПУ-168
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140, 146	168
Наружный диаметр устройства, мм	188, 122	140, 146
Длина, мм	2500	2500
Максимальный перепад давления на уплотнительных узлах устройства, МПа	50	50

Температура рабочая, °С	120	120
-------------------------	-----	-----

б) Пакер типа ПРС применяют в случае негерметичности обсадной колонны. С их помощью возможно проведение следующих операций:

- поиск интервалов нарушения герметичности в обсадных колоннах методом поинтервальной опрессовки колонны давлением между уплотнительными узлами пакера и в интервале от устья до верхнего уплотнительного узла;

- определение качества ремонта после ремонтно-восстановительных работ в негерметичных обсадных колоннах методом одноразовой опрессовки колонн локально в интервале произвольного размера по всей длине обсадной колонны или какой-то ее части.

Пакер состоит из трех основных частей: верхнего и нижнего уплотнительных узлов и клапанного узла. Верхний и нижний уплотнительные узлы представляют собой ствол, на котором установлены подвижные втулки, подпружиненные пружиной. Пакер спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах.

После опрессовки данных интервалов обсадной колонны сбрасывают давление в пакере (в насосно-компрессорных трубах) и, убедившись в том, что уплотнительные элементы пакера распакеровались в исходное положение (по падению давления в межтрубном пространстве), перемещают пакер вверх или вниз для опрессовки следующего интервала обсадной колонны.

Таблица 8 – Технические характеристики пакера типа ПРС

Показатель	ПРС-140	ПРС-146	ПРС-168
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168
Наружный диаметр пакера, мм	102	112	132

Диаметр проходного канала пакера, мм	40	50	50
Максимальное давление, МПа:			
- при поинтервальной опрессовке обсадной колонны	20 30	20 30	20 30
- при установке металлической обечайки-пластыря в обсадной колонне			
Максимальное давление пакеровки, МПа	2	2	2
Максимальный расход жидкости через пакер, л/с	50	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	150
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат и пластовая вода		
Длина пакера, мм			
в транспортном положении	1950	1950	1950
в сборе	4500	4500	4500
Длина расширяющейся части уплотнительного элемента, мм	500	500	500
Масса, кг	140	155	180

#### 7) Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35

Пакер предназначен для герметичного разобщения межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами.

Климатическое исполнение - ХЛ1 по ГОСТ 15150 - 69.  
Климатический район эксплуатации - I<sub>2</sub> по ГОСТ 16350.

Особенностями конструкции являются: специальная термообработка плашек, обеспечивающая их износостойкость, легкость съема.

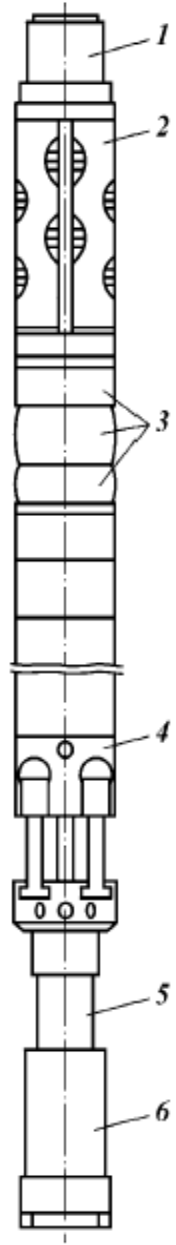




Рисунок 4– Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1 – муфта; 2 – якорное устройство верхнее; 3 – устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 – ствол; 6 – клапан срезной.

### **3.2 Пакеры для испытания колонн**

1) Пакеры типов ПД-Г-О-122-20 и ПД-Г-О-140-20 предназначены для

защиты эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм:

- при поиске места негерметичности и его ликвидации;
- при проведении технологических операций поинтервального воздействия на призабойную зону пласта различными химическими реагентами;
- при поинтервальной закачке жидкости (вода, растворы полимеров и др.) в нагнетательных скважинах с целью поддержания пластового давления.

Рабочее давление пакеров – 20 МПа.

2) Пакер термостойкий типа ПД-ГМШ-Т-140-30 предназначен для разобщения и защиты ствола скважины, обсаженной трубами диаметром 168 мм, от воздействия теплоносителя, закачиваемого в пласт при использовании тепловых методов интенсификации добычи нефти, в том числе в нагнетательных скважинах:

- теплового воздействия на пласт;
- импульсного дозированного теплового воздействия на пласт;
- теплополимерного воздействия на пласт;

- в добывающих скважинах - теплового циклического воздействия на призабойную зону продуктивного пласта.

Таблица 9 - Основные параметры пакера

Показатели	ПД-Г-О-122-20 ПД-Г-О-140-20	ПД-ГМШ-Г- 140-30
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146, 168	168
Наружный диаметр устройства, мм	122, 140	140
Длина, мм	2500	3000
Максимальный перепад давления на уплотнительных узлах устройства, МПа	20	30
Температура рабочая, °С	120	260

### **3.3 Пакерно-якорное оборудование для гидроразрывов пластов**

Пакеры повышенной надежности с упором на забой типов ПРО, ПРВ, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К.

Эти пакеры предназначены для освоения и эксплуатации нефтяных и газовых добывающих и нагнетательных скважин, а также для проведения различных технологических операций.

Отличительные особенности данных пакеров:

- не имеют нижнего заякоривающего устройства и ими можно работать с упором на забой;

- пакеры типов ПРО-Ш и ПРО-Ш-К, в отличие от пакеров типа ПРО и ПРВ, снабжены шпонкой и обеспечивают передачу крутящего момента на колонну труб (или оборудования), установленного под пакером;

- в пакерах типов ПРО, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К уплотнительные элементы выдерживают перепад давления двухстороннего действия до 100 МПа при температуре до 100 °С (по

отдельному заказу изготавливаются на рабочую температуру до 150 °С);

- в пакерах типа ПРВ уплотнительный элемент выдерживает перепад давления, направленный снизу вверх – до 100 МПа, а направленный сверху вниз – до 21 МПа;

- пакеры типа ПРО-Ш-К снабжены съемным клапаном, который в процессе пакеровки скважины изолирует подпакерную зону от надпакерной, а при распаковке, а также при промывки скважины или спуско-подъемных операциях обеспечивает сообщение подпакерной зоны с надпакерной.

Пакеры типа ПРО обладают следующими преимуществами:

- независимо от изгиба колонны труб над и под пакером обеспечивается высокая надежность изоляции пласта при длительной эксплуатации и больших перепадах давления;

- отсутствие затекания резинового элемента позволяет увеличить рабо-

ту на отказ в 10-20 раз, по сравнению с серийными пакерами [11-12].

### **3.4 Технология проведения водоизоляционных работ с помощью пакера**

Изоляционные работы проводят методом тампонирувания под давлением без установки пакера через общий фильтр или с установкой съемного или разбуриваемого пакера через фильтр отключаемого пласта, последовательность действий следующая:

- 1) производят глушение скважины;

2) спускают НКТ с «пером» или пакером (съемным или разбуриваемым);

3) при отключении верхних или промежуточных пластов выполняют операции по предохранению нижних продуктивных пластов (заполняют ствол скважины в интервале от искусственного забоя до отметки на 1,5-2,0 м ниже подошвы отключаемого пласта песком, глиной или вязкоупругим составом, устанавливают цементный мост или взрывпакер);

4) производят гидроиспытание НКТ или НКТ с пакером;

5) определяют приемистость вскрытого интервала пласта. Если она окажется менее  $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ , проводят работы по увеличению приемистости изолируемого интервала (например, обработку соляной кислотой);

6) выбирают тип и объем тампонажного раствора;

7) приготавливают и закачивают под давлением в заданный интервал тампонажный раствор и оставляют скважину на ОЗЦ. Срок ОЗЦ устанавливают в зависимости от типа тампонажного раствора. По истечении срока ОЗЦ производят проверку моста и гидроиспытание эксплуатационной колонны;

8) при необходимости производят дополнительную перфорацию эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта;

9) при отключении верхних и промежуточных пластов, эксплуатация которых осуществляется при депрессии на пласт более 2 МПа, после проведения тампонирувания под давлением интервал перфорации перекрывают дополнительно металлическим пластырем;

10) при проведении работ по ограничению водопритоков и использовании тампонажных составов, селективно воздействующих на участки пласта с различными насыщающими жидкостями и селективно отверждающихся в них, закачку составов осуществляют через существующий фильтр без предварительного отключения нефтенасыщенных интервалов или же при необходимости используют пакеры. Работы проводятся в соответствии с РД, регламентирующим применение конкретных изоляционных составов;

11) ремонтные работы методом тампонирования в скважинах, содержащих в продукции сероводород, выполняются с применением сероводородостойких тампонажных материалов на минеральной или полимерной основе [6].

В результате операций, формируется изолирующий экран (ВНЭ), который распространяется в продуктивный пласт по линии ВНК. На рисунке 5 схематично приведено расположение ВНЭ в пласте.

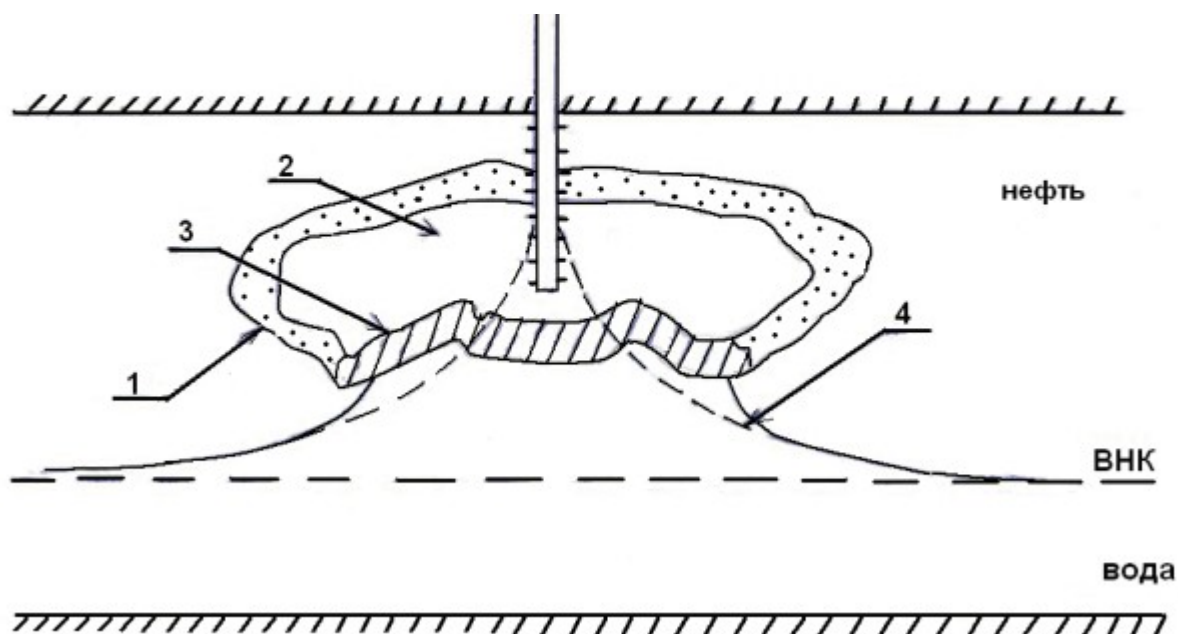


Рисунок 5 - Схема образования водоизоляционного экрана на границе

раздела пластовой воды и состава для селективной изоляции:

1- состав для селективной изоляции; 2 - гидрофобизирующая жидкость;

3- нижняя часть оболочки селективного состава; 4 - образующая конуса пластовой воды

Технологические, расстановка наземного оборудования и агрегатов для проведения водоизоляционных работ в скважине, реализуется по схеме, представленной на рисунке 6.

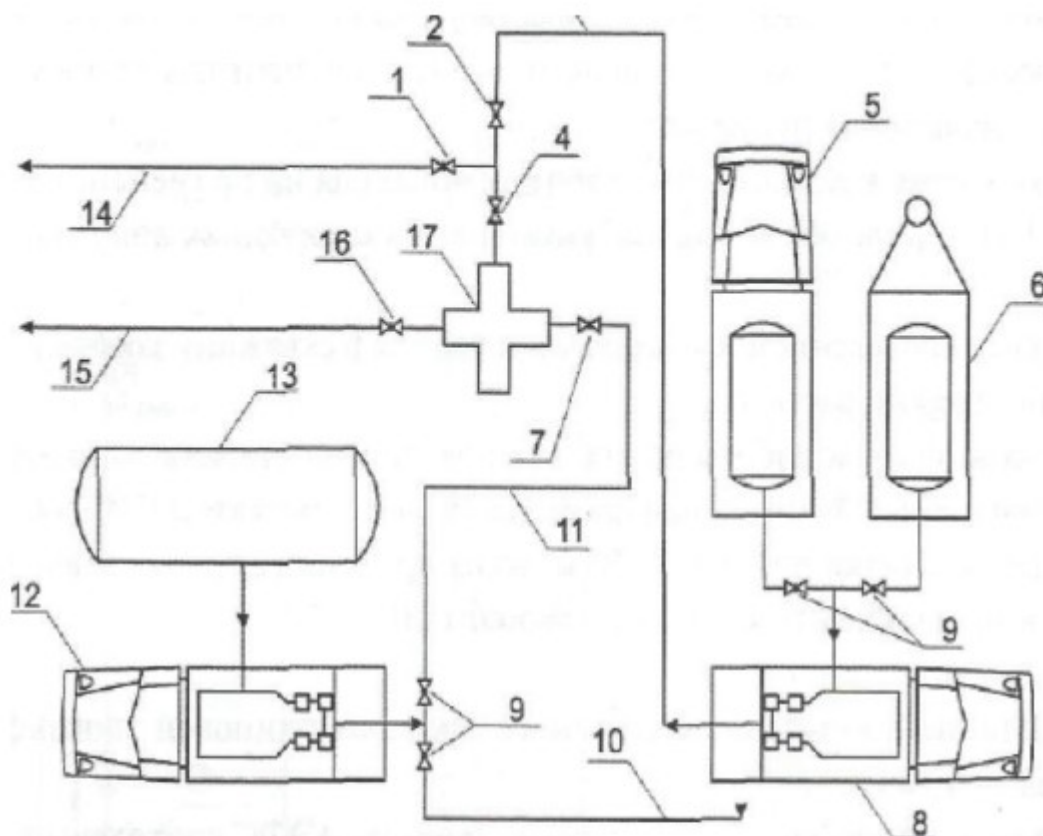


Рисунок 6 - Схема обвязки устья скважине при водоизоляционных работах: 1 - линейная задвижка; 2 - буферная задвижка; 3 - линия нагнетания по НКТ; 4 - центральная (аварийная задвижка); 5 - емкость с

водоизолирующим реагентом; 6 – емкость с буферной жидкостью; 7 – затрубная задвижка на линии нагнетания в затрубное пространство; 8 – агрегат ЦА-320 №1; 9 – запорные задвижки; 10 – гибкий резиновый шланг для долива в мерники ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости; 11 – линия нагнетания в затрубное пространство; 12 – агрегат ЦА-320 №2; 13 – емкость с запасом промывочной жидкости или реагентом; 14 – выкидная линия с НКТ; 15 – выкидная линия с затрубного пространства; 16 – затрубная задвижка на выкидной линии; 17 – крестовина устья скважины

### **3.5 Технология проведения газоизоляционных работ с помощью пакера**

Для создания газоизолирующего экрана на первой стадии (цикле) закачивается водный раствор ПАВ, и экран формируется за счет образования ВНЭ на газонефтяном контакте.

Второй этап (цикл) формирования экрана осуществляется за счет закачивания композиций на основе элементоорганических соединений (модификатор+ГКЖ, ЭТС+СВК+CaCl<sub>2</sub>), или полимерных реагентов (ПВС+ГКЖ), или неорганических полимеров (жидкое стекло). Для закрепления газоизолирующих компонентов в пласте на третьей стадии в пласт закачивается состав на основе элементоорганических соединений ПВС+ГКЖ или цементного раствора.

Если на второй стадии в пласт закачивалась композиция на основе ПВС, то в силу высоких адгезионных характеристик композиции цементный раствор не закачивается. Экран, представленный ВНЭ, обладает высоким градиентом сдвига,

который достаточен для того, чтобы препятствовать прорыву газа в нефтяную залежь на участке залежи с малыми депрессиями относительно оси скважины. Радиус экрана достигает 40 м.

При осуществлении работ по ограничению газопритоков в нефтяные скважины используется стандартное оборудование (ЦА-320, автоцистерны, ППУ и др.). Из нестандартного оборудования – пакера (при плохой приемистости пластов или зоны изоляции).

Подготовительные мероприятия перед проведением РИР следующие:

- геолого-геофизические исследования с целью определения технического состояния колонны и определения места и, по возможности, источника поступления газа в скважину;

- спуск НКТ в скважину с установкой башмака над верхними отверстиями интервала перфорации (в случае плохой приемистости предусмотреть спуск НКТ с пакером);

- определение приемистости пласта по воде (или раствору  $\text{CaCl}_2$ ) не менее чем на 3-х режимах. Перед закачиванием изолирующего состава через спецотверстия осуществляется дополнительная перфорация газонасыщенной части пласта (выше ГНК на 1-3 м), а также нефтенасыщенной части, расположенной ниже ГНК и ранее не вскрытой перфорацией.

### **3.6 Методика изоляции «верхних» и «нижних» вод с помощью пакера**

При отключении пластов, расположенных ниже нефтенасыщенных горизонтов на расстоянии более 4 м, а



также при отключении нижней части продуктивного пласта (при наличии пропластков слабопроницаемых пород толщиной более 1,5-2,0 м) возможно перекрытие отключаемого объекта путем наращивания цементного стакана в колонне.

Тампонирующее каналов перетока производится через специальные отверстия, выполненные в колонне против плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК).

Для защиты продуктивного пласта от загрязнения нагнетание тампонирующей смеси необходимо производить через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации и спецотверстиями.

Для РИР можно использовать цементные растворы, подвергнутые специальной обработке, при приемистости скважины менее  $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  следует использовать ПТМ. Допускается проведение РИР без применения пакера в скважинах, эксплуатирующих слабодренированные пласты, предварительно зацементировав под давлением весь интервал перфорации.

После разбуривания цементного моста колонна испытывается на герметичность опрессовкой под избыточным давлением, при этом допускается падение давления на 0,5 МПа за 30 мин. Затем колонна перфорируется против плотного раздела, и повторно производится РИР.

После проведения РИР интервал от спецотверстий до верхней границы плотного раздела необходимо перекрыть в колонне цементным стаканом, высота которого должна быть не менее 1 м. Необходимость прострела спецотверстий после вышеописанных работ устанавливается после оценки качества

изоляции по результатам геофизических исследований, а также по накопленному опыту аналогичных РИР.

РИР без прострела спецотверстий допускается производить в скважинах, не имеющих плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК), или когда доступ к ним в колонне по техническим причинам невозможен. При ремонтных работах, описанных выше, рекомендуется использовать нефцецементные растворы.

При расстоянии до вышележащего продуктивного пласта менее 4 м и депрессии после РИР более 2 МПа необходимо использовать в качестве первой порции фильтрующиеся тампонажные составы (ГТМ-3, ТС-10, ТСД-9, АКОР и др.).

Закачку фильтрующихся составов производить с применением пакера и регулированием сроков загустевания для предотвращения прихвата инструмента. Для этих работ рекомендуется использовать пакеры-отсекатели.

При отключении пластов, расположенных выше эксплуатируемых горизонтов, последние предварительно перекрываются песчаной пробкой, цементным мостом или пакерующими устройствами.

Для отключения верхнего или промежуточного пласта, как правило, необходимо использовать фильтрующиеся полимерные составы. Их объемы рекомендуется рассчитывать из условий формирования тампонажного экрана в отключаемом пласте радиусом не менее 1 м.

В качестве заключительной порции тампонажного состава, закачиваемого в пласт вслед за полимерным составом,

следует использовать цементный раствор или другой тампонажный раствор на минеральной основе.

В скважинах, где тампонирующее под давлением не обеспечивает качественного отключения пластов, необходимо осуществлять спуск и цементирование «летучек» («потайных» колонн) или установку металлических пластырей. Область применения пластырей ограничивается депрессией на пласт после РИР не более 8 МПа. При низкой приемистости отключаемого пласта, а также при наличии зоны между интервалами перфорации 4 м и более закачку тампонажных составов производить с применением пакера.

### **3.7 Технология изоляции «верхних» вод с помощью пакера**

Сразу же после выявления места притока ремонтно-изоляционные работы от проникновения воды с верхних пластов, которая поступает сквозь изъян в эксплуатационной колонне, необходимо произвести последующими методами:

а) заливка цементного раствора на основе воды сквозь дефект колонны с давлением, после чего производят разбуривание цементного стакана;

б) заливка нефцементного раствора, после чего вымывают излишек раствора;

в) спуск дополнительной предохранительной колонны, после чего ее цементируют;

г) спуск специализированных пакеров.

Изоляцию от верхней воды, которая поступает через затрубное пространство через отверстия фильтра, производят:

а) заливка цементного раствора сквозь отверстие фильтра, после чего производят разбуривание цемента или

промывка излишка цемента. Например, в период СССР применялось специальное устройство для данной операции;

б) заливка нефцецементного раствора сквозь отверстие фильтра, после чего вымывают лишний раствор [7].

Чтобы перекрыть пути поступления воды, необходимо сквозь дефект закачать под высоким давлением цемент.

Если имеются в колонне несколько дефектов, то ремонт их производят в определенной последовательности: для начала необходимо устранить дефект сверху, после чего поэтапно дефекты, которые расположены снизу.

Для восстановления герметичности эксплуатационной колонны в интервале спецотверстий может быть установлен металлический пластырь. Однако его применение ограничивается величиной депрессии в скважине в процессе эксплуатации (не более 8,0 МПа).

Для того, чтобы изолировать воду сверху, которая поступает через затрубное пространство к забою скважины сквозь трещины и другие нарушения в пласте, далее производят цементаж колонны сквозь отверстия фильтра.

При применении цементного раствора возможность загрязнить призабойную зону эксплуатационного объекта, который характеризуются маленьким пластовым давлением, невероятно велика. В таких случаях используют цементирование раствором из нефцецемента. Также для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонн следует перекрыть песчаной пробкой, а неперекрытым оставить не более 1 м интервала перфорации. Если расстояние

между интервалом перфорации и забоем скважины более 20 м, целесообразна установка цементного моста.

При всем этом борьба с обводнением сдвигается главным образом к селективной изоляции зоны, насыщенной водой.

Если опасность зацементировать эксплуатационный объект отсутствует, то можно применить водоцементный раствор. Чтобы надежно перекрыть воды сверху рекомендуют произвести цементаж с высоким давлением, после чего произвести разбуривание цементного стакана, который образовался на забое [9].

При использовании для РИР водоцементных растворов обязательна их обработка понизителями водоотдачи.

При применении гелеобразующих полимерных тампонажных материалов (ПТМ) в качестве заключительной порции тампонажного состава, закачиваемого за колонну, использовать цементный раствор. При использовании отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан (или осуществить засыпку глиной) толщиной 1 м для предупреждения фильтрации ПТМ в продуктивный коллектор. Кроме этого, может быть применен пакер ПРС [8].

### **3.8 Технология изоляции «нижних» вод с помощью пакера**

Воды снизу проникают к эксплуатационному объекту сквозь цементный стакан из-за плохого качества цементирования во время возврата на лежащий выше горизонт, либо по причине разлома цемента во время эксплуатации скважины. До произведения нового цементного стакана необходимо разломанный стакан вымыть или разбурить до

старого забоя. Чтобы избежать попадания цемента в эксплуатационный объект цементирование необходимо произвести способом «сифона» или при помощи желонки, а в глубоких – заливочным агрегатом.

Воды снизу обычно проникают сквозь дефект в «кармане» (ЗУМППФ) скважины между забоем и эксплуатационным объектом. В таких моментах доступ воды снизу заграждают путем создания цементного стакана над дефектом: на 2-4 м ниже дефекта и не меньше чем на 3-4 м выше дефекта [9].

В случае изоляции от проникновения вод, которые поступают через затрубное пространство, места проникновения воды снизу в скважину через затрубное пространство сквозь отверстия фильтра устанавливают таким же способом, как и проникновение вод сверху.

Тампонирующее каналов перетока производится через специальные отверстия, выполненные в колонне против плотных разделов между перфорированным интервалом продуктивного горизонта и водоносным пластом (или ВНК).

Для защиты продуктивного пласта от загрязнения нагнетание тампонирующей смеси необходимо производить через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации и спецотверстиями.

Для РИР можно использовать цементные растворы, подвергнутые специальной обработке; при приемистости скважины менее  $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  следует использовать ПТМ. Допускается проведение РИР без применения пакера в скважинах, эксплуатирующих слабодренированные пласты, предварительно зацементировав под давлением весь интервал перфорации.

После разбуривания цементного моста колонна испытывается на герметичность опрессовкой под избыточным давлением, при этом допускается падение давления на 0,5 МПа за 30 мин. Затем колонна перфорируется против плотного раздела, и повторно производятся РИР.

После проведения РИР интервал от спецотверстий до верхней границы плотного раздела необходимо перекрыть в колонне цементным стаканом, высота которого должна быть не менее 1 м.

### **3.9 Регламент на спуск компоновки пакерного оборудования (КПО)**

Пакер для скважин выглядит как специальное приспособление, позволяющее отделять затрубное пространство от пласта месторождения. Раздельная эксплуатация источника возможна с перекрыванием пакером доступа грунтовыми водам. Это особенно значимо при поломке системы водоснабжения либо обрушении конструкции их стенок.

#### **1.Подготовительные работы, проводимые бригадой КРС,**

##### **до начала работ по спуску оборудования:**

**1.1.**Определение текущего забоя скважины, при необходимости его нормализацию до требуемой глубины, подтверждение забоя силами геофизической партии (ГФП), для получения точных данных о текущем забое. Возможно проведение данных работ при проведении комплекса геофизических исследований скважины (ГИС):

- ПГИ, (определение тех состояние эксплуатационной колонны).

- исследование на наличие заколонных перетоков и цемента в заколонном пространстве (АКЦ).

- «РГД» - по каждому из пластов приемистости в трех режимах закачки, в том числе при планируемом давлении закачки на водоводе.

Данные по результатам ГИС должны быть предоставлены Подрядчику не менее чем за 3 суток до начала работ по спуску пакерной компоновки на скважине, что даст возможность подобрать оптимальную компоновку.

**1.2.** При возникновении дополнительных работ (ликвидация заколонных перетоков, ликвидация негерметичности э/к), данные работы проводятся бригадой КРС по дополнительному плану и информация об этом указывается в наряд заказе на изоляцию водопритока.

**1.3.** Проведение работ по подготовке колонны к посадке пакеров (скреперование эксплуатационной колонны и ее шаблонирование), производится на 20 метров выше и ниже планируемых мест установки пакеров. Длина шаблона должна превышать длину используемого пакера на 0,5 м, диаметр шаблона должен быть на 3 мм более наибольшего наружного диаметра пакера. После скреперования и шаблонирования скважины производится промывка забоя в объеме не менее полуторакратного объема скважины до чистой жидкости.

**1.4.** После проведения мероприятий по подготовке скважины к изоляции водопритока, представители ООО «Газпромнефть-Хантос» дают заявку на завоз оборудования. Срок начала предоставления услуг Подрядчиком после получения заказа - 48 часов, это связано со временем транспортировки и подготовки оборудования Подрядчика по



пакерам. Подрядчик высылает для согласования Заказчику схему оборудования.

**1.5.** Подрядчик по пакерам совместно с представителем КРС перед спуском в скважину проверяет пакера (визуальным осмотром определяется их техническое состояние, состояние резьбовых соединений). Разъединители, переводники, обратный клапан, НКТ входящие в состав компоновки, шаблонируются (соответствующим размером) и опрессовываются на герметичность с составлением акта с представителем подрядчика по КРС, подрядчиком по пакерам и представителем СКО и РС.

**1.6.** Колонна НКТ комплектуется по согласованию с ПО УДНГ ООО «Газпромнефть-Хантос», трубы должны быть прошаблонированы: НКТ – 73 мм шаблоном  $\varnothing$  – 59,6 мм, НКТ – 89 мм шаблоном  $\varnothing$  – 72,7 мм, длиной - 1250 мм, согласно ГОСТ 633-80;

**1.8.** При установке переводников проверять их проходимость соответствующим шаблоном;

**1.9.** Скорость спуска компоновки не должна превышать величины  $0.25 \text{ м/сек}$ , а в интервалах с интенсивностью набора кривизны более чем 1,5 градуса на 10 метров, при прохождении пакером интервалов перфорации, перехода в эксплуатационную колонну меньшего диаметра – не более  $0,1 \text{ м/сек}$ ;

**1.10.** При спуске руководствоваться прилагаемой схемой пакерной компоновки.

## **2. Сборка, спуск и установка (посадка) скважинной однопакерной компоновки для изоляции водопритока.**

**2.1.** До начала спуска УЭЦН измерить длину подпакерной части лифта. Предварительно, до монтажа пакера, рассчитать, как будут располагаться в скважине УЭЦН и пакер при посадке, учитывая расположение муфт эксплуатационной колонны и возможности подгонки. Допускается отклонение от плановой глубины спуска до  $\pm 5$  м. При необходимости завести дополнительных подгоночных патрубков НКТ-73мм.

**2.2.** Спустить расчетное количество НКТ подпакерного лифта с шаблонировкой НКТ.

**2.3.** Выполнить монтаж пакера в соответствии с руководством по эксплуатации. До заделки кабеля проверить работу механического якоря пакера. После заделки кабеля, до установки манжет проверить ход конуса пакера. Установить клямсы под верхним переводником, между мех. якорем и нижней муфтой НКТ (ближе к муфте) и под муфтой.

**2.4.** По окончании работ по сборке компоновки выполнить испытание лифта на герметичность давлением  $60 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$  в течение 30 минут.

**2.5.** Если предусмотрено плановой схемой, установить верхний сливной клапан, через пять НКТ установить репер – патрубок НКТ 73 мм длиной 3 м.

**2.6.** Перед началом спуска компоновки провести инструктаж рабочей вахте, о режиме спуска компоновки, с записью в вахтовом журнале бригады КРС.

**2.7.** Уточнить у мастера бригады КРС наличие записи локатора муфт эксплуатационной колонны или глубину расположения муфт эксплуатационной колонны в интервалах установки пакера.

**2.8.** По окончании спуска компоновки на заданную глубину выполнить испытание лифта на герметичность давлением  $60 \text{ кгс/см}^2$  в течение 30 минут.

**2.9.** Перед выполнением работ по привязке компоновки предупредить начальника партии ГИС о наличии и глубине установки верхнего сливного (сбивного) клапана. Привязку выполнить по реперному патрубку.

**2.10.** После привязки компоновки по ГК и МЛМ по данным интерпретации определить глубину спуска пакера, учесть длину части НКТ, оставшуюся выше верхнего фланца крестовины во время привязки, так как эта часть НКТ при посадке прибавится к глубине спуска. Так же необходимо учесть, что для создания компрессии на пакер необходимо поднять компоновку на расчетную высоту и величина высоты подъёма вычитается из глубины установки пакера.

Расчет глубины установки пакера  $H_{\text{сп}}$ :

$$H_{\text{сп}} = L_{\text{НКТ}} + L_{\text{К}} + a - h_{\text{К}} + R, \quad (1)$$

где  $L_{\text{НКТ}}$  - длина лифта НКТ над пакером (основной надпакерный лифт),

$L_{\text{К}}$  - суммарная длина элементов компоновки расположенных выше пакера (сливной клапан, монтажные и подгоночные патрубки, репер),

$a$  - расстояние от верхней муфты НКТ до фланца крестовины ФА во время привязки,

$h_{\text{К}}$  - высота подъёма пакера перед посадкой для создания компрессии на пакер,

$R$  - расстояние Фланец-Ротор (стол ротора - указывается в Plane работ) \*\*\*,

*\*\*\* если в Плане работ указано расстояние Муфта-Ротор, то из значения «муфта-ротор» нужно вычесть высоту колонной головки и крестовины.*

Данный расчет определяет положение пакера по верху, положение средней пакерной манжеты - ниже на 0,5 м.

**2.11.** Рассчитать величину подгонки пакера в заданное планом работ место посадки, учитывая расположение муфт эксплуатационной колонны. Пакер, при посадке не должен попадать на муфты эксплуатационной колонны. Посадка пакера ближе, чем в 2-х метрах от муфты эксплуатационной колонны так же не рекомендуется.

**2.12.** После выполнения подгонки, перед установкой пакера, проверяется вес лифта НКТ на подъём и на спуск. Для проверки веса НКТ на подъём, поднимать колонну НКТ не менее чем на 5 метров после стабилизации показаний индикатора веса. Выбрать среднее значение показаний индикатора веса. Необходимо помнить, что после хода вверх пакер переходит в посадочное положение, поэтому медленно опустить компоновку до собственного веса на спуск (величина отмечается в конце спуска компоновки) до начала разгрузки, затем поднять до собственного веса на подъём + 0,5-1 м.

**2.13.** Посадить пакер согласно Руководству по эксплуатации.

**2.14.** При посадке пакера необходимо знать, что из общей нагрузки на пакер на манжеты распределяется только часть нагрузки - из общей нагрузки на пакер вычитается вес подпакерного лифта.

**2.15.** Гидравлические испытания пакера давлением проводятся в случаях, если на УЭЦН установлен ТМС - имеется

возможность регистрации давления в ходе гидравлических испытаний, или когда известна приемистость изолированного пакером интервала.

### **3. Извлечение компоновки**

**3.1** Перевод пакера в транспортное положение осуществляется осевым перемещением колонны НКТ вверх, при этом необходимо выполнить следующие условия:

**3.1.1** Медленно поднять колонну НКТ до собственного веса компоновки на подъём (данные указаны в «Акте на монтаж, спуск и установку двухпакерной компоновки» - приложение № 2 к Регламенту), остановить подъём на 1 час для снятия остаточной деформации с пакерных манжет.

**3.1.2** Медленно поднять колонну НКТ до появления «затяжки» сверх собственного веса на 1-1,5 тн остановить на 5-10 минут, плавно снизить нагрузку на 1-1,5 тн. Медленно поднять компоновку до нагрузки сверх собственного веса на 3 тн, плавно снизить нагрузку до собственного веса на подъём. Продолжить срыв пакера по вышеописанной процедуре, увеличивая величину нагрузки сверх собственного веса поэтапно по 1-1,5 тн, не превышая допустимой сдвигающей нагрузки резьбовых соединений спущенных НКТ, до освобождения пакера - падения веса колонны НКТ до собственного веса на подъём.

**3.2** Произвести подъём компоновки до пакера.

**3.3** Для извлечения пакера выполнить следующие требования:

**3.3.1** Демонтировать спайдер, убрать обтиратор;

**3.3.2** Проверить центровку мачты относительно устья скважины;

**3.3.3** Пакер поднимать на устье на пониженной скорости, следить за прохождением плашечного узла через устьевую арматуру. Если плашечный узел забит клямсами и плашки раздвинуты от ствола, удалить все посторонние предметы из плашечного узла.

**3.4** Демонтировать пакер. Если по причине повреждения разборка пакера невозможна, согласовать с технологической службой Заказчика рубку кабеля. После рубки кабеля отвернуть пакер в сборе.

**4. Сборка, спуск и установка (посадка)**  
**двухпакерной компоновки, спускаемой с УЭЦН целью**  
**изоляции негерметичности эксплуатационной колонны с**  
**возможностью отвода газа из подпакерной зоны в**  
**затрубное пространство над пакерами.**

**4.1.** Произвести проверку пакеров, согласно инструкции по их эксплуатации, в частности, проверить состояние уплотнительных манжет (должны быть новыми, повреждения по наружной поверхности недопустимы) и их диаметров (с помощью контр-гайки необходимо отрегулировать и обеспечить правильное положение манжет, при чем наружный их диаметр не должен превышать наружный диаметр гайки); состояние плашек.

**4.2.** Перед началом сборки компоновки необходимо расставить оборудование для вымотки и монтажа кабеля входящего в состав компоновки. Пропустить вилку кабеля через составные части в порядке их демонтажа со ствола пакера и закрепить на месте необходимым для беспрепятственного прохода кабеля.

**4.3.** Подготовить необходимое количество НКТ-48мм

с специальными патрубками НКТ-48мм длиной 3 м и специально подготовленными участками (обточенными до  $D_{нар}=45\text{мм}$ ), для герметичного плавающего соединения с ВГУ 73/73-45 и НГУ 73/73-45.

**4.4.** Произвести сборку, спуск компоновки согласно схемы:

- Установка ЭЦН - (обязательно использование диспергатора)

- Обратный клапан УЭЦН (по согласованию с Заказчиком)

- НКТ-73мм

- НГУ 73/73-45

- Патрубок НКТ-73мм  $L=0,5$  м

- Пакер

- НКТ-73мм ( согласно схемы)

- Составление и спуск внутреннего лифта НКТ-48мм

- Пакер

- Патрубок НКТ-73мм  $L=0,5$  м (при необходимости)

- ВГУ 73/73-45

- НКТ\*\*\*\* (основной лифт)

После сборки компоновки с установкой внутреннего лифта из НКТ-48мм, необходимо произвести опрессовку трубного пространства компоновки на предмет определения герметичности установки внутреннего лифта и обратного клапана УЭЦН.

**4.5.** Спустить пакерную компоновку с обеспечением требований спуска для используемых типов пакеров.

**4.6.** Зафиксировать собственный вес колонны НКТ при завершении операции спуска, т. е. спустить медленно

несколько последних труб и при спуске измерить G1 (тн), а затем поднять и при подъеме измерить G2 (тн).

**4.7.** Провести после спуска компоновки и колонны НКТ контрольное шаблонирование с помощью канатной техники путем спуска шаблона  $D=$ \_\_\_ мм (в качестве него можно использовать рабочий инструмент канатной техники).

**4.8.** При достижении плановой глубины посадки пакера (по мере бр.КРС), силами геофизической партии производится привязка, с обязательным обозначением муфт эксплуатационной колонны в интервале посадки пакера. На момент окончания операции по привязке местонахождения пакера необходимо иметь в бригаде каротажную карту с предыдущих геофизических исследований.

**4.9** Произвести демонтаж устьевого оборудования (превентор, спайдер).

**4.10** Смонтировать планшайбу. Затем кабель, продеть через устьевой кабельный ввод. Закрепить кабель при помощи монтажных поясов к НКТ под планшайбой.

**4.11** Произвести расчет величины подрыва колонны НКТ с компоновкой под планшайбу. Установить (посадить) пакера согласно Руководству по эксплуатации. Провести контрольную опрессовку трубной части компоновки.

**4.12** Сравить давление в трубном пространстве, приступить к работам по запуску скважины.

## **5. Заключительные работы.**

После монтажа на устье оборудования (пакера) должна быть составлена фактическая схема сборки с указанием всех маркировок элементов пакерной компоновки и УЭЦН, а также указанием линейных и диаметральных размеров.



Ответственность - Подрядчик по пакерам и Подрядчик по ЭПУ. После полного спуска компоновки, в схеме указывается фактическая характеристика лифта НКТ. Ответственность - мастер КРС. Данная схема подписывается представителем Подрядчика по пакерам, Подрядчиком ЭПУ и мастером КРС. Данная схема, вместе с листом замера НКТ, передаётся в цех УДНГ.

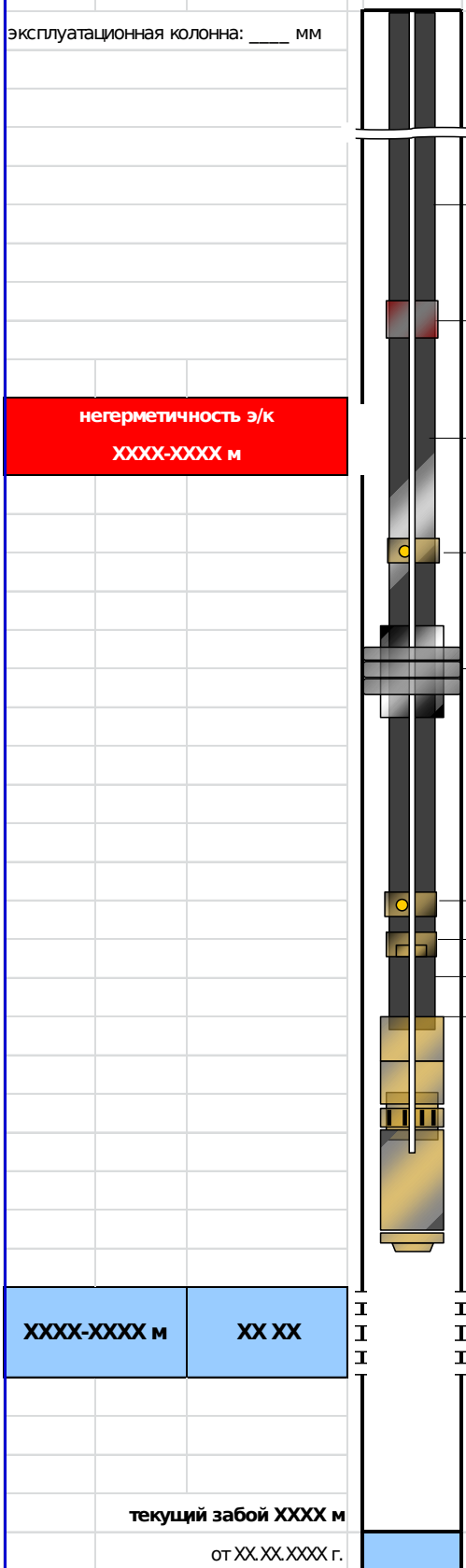
# Схема однопакерной компоновки

спуска компоновки УЭЦН с пакером

скважина № \_\_\_\_\_ куст № \_\_\_\_\_ месторождение \_\_\_\_\_

" " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Эксплуатационная колонна: \_\_\_\_\_ мм



глубина спуска, м	наименование элементов компоновки	длина, м
	посадочный патрубок	XX
	НКТ 73 мм - до устья (основной лифт)	XXXX
	реперный патрубок НКТ 73 мм	XX
	НКТ 73 мм - 5 шг.	XX
XXXX	верхний сливной клапан	XX
XXXX	пакер XXXXXXXX-120-50 K2	XX
	Нижний сливной клапан	
	Обратный клапан	
	НКТ 73 мм	
XXXX	ЭЦН-XX-XXXX	

Скважина запущена в работу " " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

XXXX-XXXX м	XX XX
-------------	-------

Представитель Заказчика \_\_\_\_\_

Технолог "XXXX" \_\_\_\_\_

текущий забой XXXX м

Мастер бр. КРС № \_\_\_\_\_

от XX.XX.XXXX г.

ООО xxxxxxxxxxxxxxxx \_\_\_\_\_



#### **4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ**

Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважине обладает своими особенностями, вследствие чего, разработка новых технических и технологических методов и способов наиболее эффективной и качественной реализации ремонтных работ в скважине не прекращается.

На основании этого был выполнен патентный поиск наиболее рациональных и эффективных решений в области применения пакеров (Приложение А).

##### **Патент№829869 - Способ разобщения межтрубного пространства скважины**

Изобретение относится к нефтяной промышленности и позволяет повысить надежность разобщения межтрубного пространства скважины.

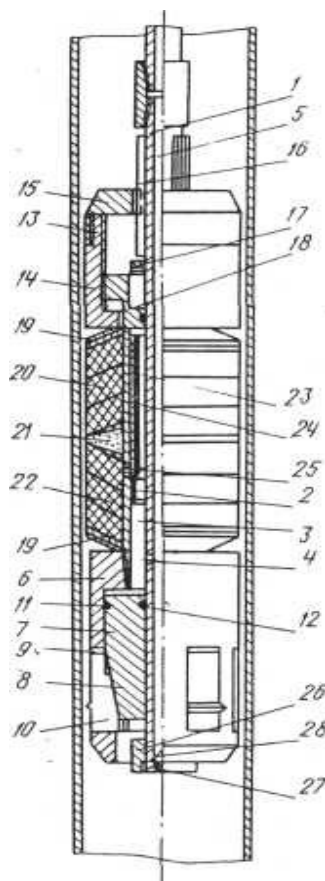


Рисунок 4 - Пакер термостойкий

Цель изобретения — повышение надежности разобщения межтрубного пространства скважины.

Термостойкий пакер состоит из ствола 1, охватываемого кожухом 2, образующего со стволом 1 в верхней части подвижное соединение. Между кожухом 2 и стволом 1 образован кольцевой зазор 3, гидравлически связанный радиальным каналом 4 в стволе 1 пакера с его осевым каналом 5. На нижнем конце кожуха 2 установлен корпус гидроцилиндра 6, в котором установлен поршень 7 с конусом 8. В стенке корпуса гидроцилиндра 6 выполнены окна 9, в которых установлены шлипсы 10 якоря, охватывающие конус 8. Кольцевые зазоры между корпусом гидроцилиндра 6, стволом 1 и поршнем 7 перекрыты уплотнениями 11 и 12. На верхнем конце кожуха 2 выполнена резьба 13, на которую навинчена

муфта 14. На муфте 14 закреплена шлицевая гайка 15, образующая подвижное шлицевое соединение с ответными шлицами 16 на стволе 1. Ниже места расположения шлицев 16 ствол 1 содержит торцовый клапан 17. В месте подвижного сопряжения со стволом 1 кожух 2 содержит посадочное место 18 для торцового клапана 17. На наружной поверхности кожуха 2 между муфтой 14 и корпусом гидроцилиндра 6 установлен уплотнительный узел пакера в виде набора колец. Уплотнительный узел пакера состоит из антиэкструзионных шайб 19, верхних термостойких уплотнительных колец 20 промежуточного опорного уплотнительного кольца 21 с низкой температурой плавления и нижних термостойких уплотнительных колец 22. Верхние 20 и нижние 22 уплотнительные кольца выполнены коническими и установлены по направлению к промежуточному кольцу 21. На внутренней поверхности кожуха 2 внутри кольцевого зазора установлена кольцевая емкость 23, заглушенная снизу и открытая сверху, заполненная термопластичным материалом 24. В месте установки промежуточного кольца 21 в кожухе 2 выполнены радиальные каналы 25, соединяющие в месте установки внутреннюю полость кольцевой емкости 23 с наружной поверхностью кожуха 2 и уплотнительного кольца 21. На нижнем конце ствола 1 пакера установлена стопорная втулка 26 и посадочное седло-дроссель 27 для перекрытия осевого канала 5 ствола 1 клапаном 28.

Термостойкий пакер работает следующим образом.

На колонне насосно-компрессорных труб пакер опускается на определенную глубину в скважину. Перекрывают осевой канал 5 ствола 1 пакера путем подачи с поверхности клапана

28 с посадкой на седло-дроссель 27. Подают в осевой канал 5 под давлением рабочую жидкость, которая через радиальное отверстие 4 поступает в гидроцилиндр 6. Поршень 7 перемещается в гидроцилиндре 6 вниз и конусом 8 выводит из окон 9 шплинсы 10 до упора их в стенку обсадной колонны, что приводит к закреплению пакера. Прекращают подачу давления. Вращением колонны насосно-компрессорных труб осуществляют перекрытие межтрубного пространства уплотнительным элементом пакера.

При этом шплинсы 16 на стволе 1 взаимодействуют с ответными шлицами шлицевой гайки 15, которая жестко связана с муфтой 14, Муфта 14 навинчивается на резьбу кожуха 2, перемещается вниз и сжимает верхние 20 и нижние 22 уплотнительные кольца уплотнительного элемента пакера до контакта с обсадной колонной. Перемещают вниз ствол 1 до посадки клапана 17 на посадочное место 18 в кожухе 2. Освобождают осевой канал ствола 1 пакера от клапана 28 известными способами. Пакер подготовлен для подачи теплоносителя в пласт.

Во время закачки теплоносителя в полость скважины в пакере происходят следующие явления, способствующие повышению качества герметизации.

Происходит прогрев ствола 1 пакера и элементов конструкции. При достижении определенной температуры происходит расплавление термопластичного материала 24 в кольцевой емкости 23. В пластическое состояние переходит также и промежуточное уплотнительное кольцо 21 уплотнительного элемента пакера. Под действием давления теплоносителя, сообщаемого в кольцевой зазор 3 через

радиальный канал 4 в стволе 1 пакера, расплав термопластичного материала из кольцевой емкости 23 поступает через радиальный канал 25 в кожухе 2 в уплотнительный элемент пакера, поддерживая тем самым в нем избыточное давление, превосходящее давление теплоносителя под пакером. Избыточное давление в уплотнительном элементе, превышающее подпакерное, поддерживается постоянно в течение всего периода закачки теплоносителя за счет существования местного гидравлического сопротивления, а именно сужения осевого канала 5 седлом-дросселем 27 ствола 1 пакера. В процессе прогрева пласта и обсадной колонны происходит изменение осевых и радиальных размеров обсадной колонны в сторону их увеличения, что приводит к снижению внутренних напряжений в уплотнительном элементе пакера. В этот момент происходит подача под давлением в уплотнитель расплавленного термопластичного материала из кольцевой емкости 23 необходимого объема, что восстанавливает напряжение в уплотнителе. Нижние уплотнительные кольца 22 из термостойкого материала при этом работают под небольшим перепадом давления, направленным и действующим на них изнутри, что способствует дополнительному их поджиму к стенке обсадной колонны. Верхние уплотнительные кольца 20 уплотнительного элемента пакера находятся под полным перепадом давления со стороны расплавленного термопластичного материала, который во много раз превосходит по вязкости уплотняемую рабочую среду — пар. При утечке части расплавленного термопластичного материала через кольцевой зазор между уплотнительным



элементом пакера и обсадной колонной в межтрубное пространство над пакером, происходит его постоянная компенсация путем подачи под давлением рабочей среды — пара термопластичного Материала из кольцевой емкости 23. Объем кольцевой емкости 23 задается конструктивно из условия обеспечения длительной эксплуатации пакера.

Наличие расплава термопластичного материала между верхними 20 и нижними 22 уплотнительными кольцами и постоянная компенсация под давлением его объема обеспечивает постоянный контакт уплотнительного элемента с поверхностью обсадной колонны.

При прекращении подачи теплоносителя происходит остывание конструкции пакера и обсадной колонны. В этом случае происходит термическое изменение размеров в сторону их уменьшения.

Расплавленный термопластичный материал находится в процессе остывания в постоянном контакте со стенкой обсадной колонны, что обеспечивает герметичность пакера и в состоянии охлаждения скважины.

При повторной подаче теплоносителя вновь происходит разогрев пакера, расплавление термопластичного материала 24 и подача его под давлением в полость между верхними 20 и нижними 22 уплотнительными кольцами с обеспечением контакта с обсадной колонной.

Съем пакера с места установки осуществляется простым натяжением колонны насосно-компрессорных труб. При этом стопорная втулка 26 входит во взаимодействие с поршнем 7 и перемещает его вверх внутрь гидроцилиндра 6. Поршень 7 упирается в днище гидроцилиндра 6 и перемещает его вместе с

кожухом 2 и уплотнителем пакера, тем самым происходит съём пакера с места установки.

Пакер извлекается из скважины. Заменяют элементы уплотнительного узла. Кольцевую емкость 23 заполняют термопластичным материалом 24 и пакер вновь готов к эксплуатации.

В качестве термопластичного материала для различных условий эксплуатации, обусловленных температурой теплоносителя и давлением закачки, рекомендуется до температуры 260°C применять теплопластики, например полиэтилен. При более высоких температурах целесообразно применение легкоплавких сплавов тяжелых металлов на основе висмута, сурьмы, свинца, которые обладают повышенной вязкостью, химической инертностью к соединениям, имеющимся в скважине и не плавятся до температуры порядка 500°C.

Предлагаемый способ с использованием термостойкого пакера позволяет повысить надежность разобщения межтрубного пространства скважины при циклических колебаниях температуры и термического изменения размеров пакера и обсадной колонны. Применение в уплотнителе пакера легкоплавкого термопластичного материала, из которого состоит его промежуточное уплотнительное кольцо и заполнена кольцевая ёмкость, с обеспечением передачи давления на расплавленный термопластичный материал дает возможность постоянно поддерживать его контакт со стенкой обсадной колонны как в расплавленном, так и в твердом состоянии.

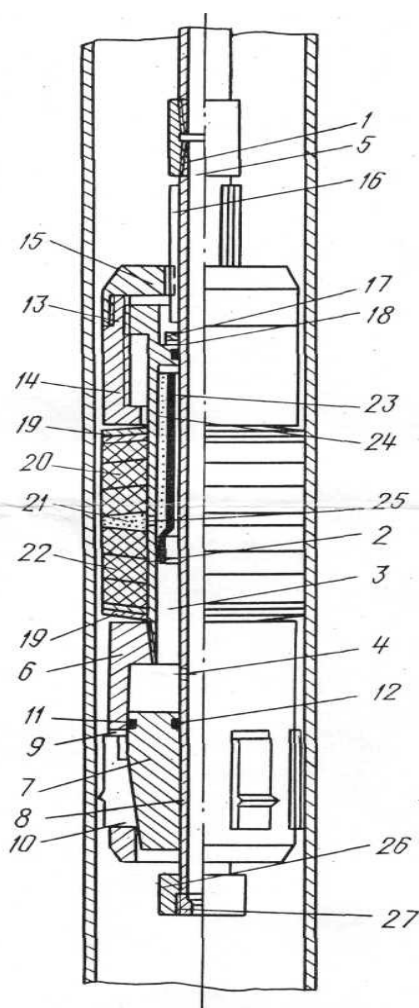


Рисунок 5 - Рабочее положение термостойкого пакера

При этом постоянное восполнение в уплотнительном элементе пакера расплавленного термопластичного материала позволяет исключить отрицательное влияние на работоспособность пакера геометрии обсадной колонны, различных дефектов ее внутренней поверхности, поскольку расплавленный термопластичный материал, подаваемый под избыточным давлением в промежуток между верхними и нижними уплотнительными элементами пакера, полностью повторяет форму уплотняемой поверхности. Наличие седла-дресселя в осевом канале ствола пакера позволяет поддерживать избыточное давление на уплотняемой поверхности и обеспечивать поджим штипсов якорящего узла поршнем с клином в течение всего периода эксплуатации [4].

### 1.4.2 Патент №3381969 - Пакер

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и позволяет повысить надежность пакера за счет исключения преждевременного срабатывания его при спуске в скважину.

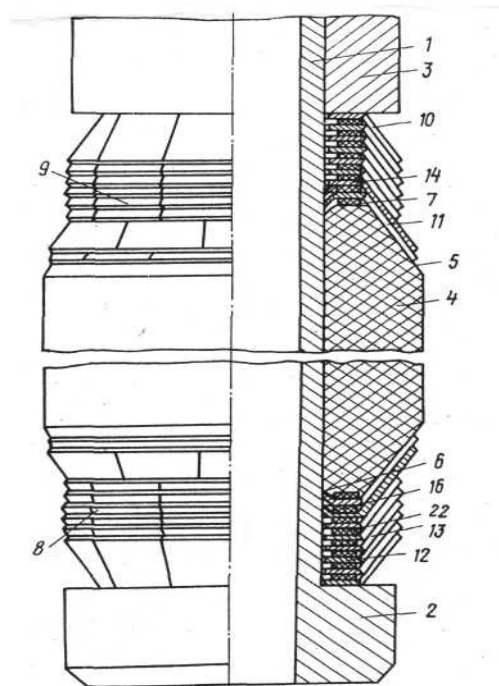


Рисунок 6 - Пакер в транспортном положении

Цель изобретения — повышение надежности пакера за счет исключения преждевременного срабатывания его при спуске в скважину.

Пакер (рис. 6) включает полый цилиндрический шток 1 с опорами 2 и 3. Уплотнительный элемент 4 из пластичного материала, например, фторопласта, выполненный в виде толстостенной втулки с наружной 5 и внутренней 6 фасками и торцовыми поверхностями 7. На штоке 1 между опорами 2 и 3 и уплотнительным элементом 4 установлены нижний 8 и верхний 9 пакеты антиэкструзионных шайб, состоящие из опорных шайб 10 и дополнительных шайб 11 плотности,

выполненных из тонкого (толщиной 0,6—0,8 мм) листового металла, например из ст. 3, в виде тарелок. Опорные шайбы 10 состоят из плоских доньев 12 и конусных частей 13. Уплотнительные шайбы 11 состоят из доньев 14, конусных частей 15 и внутренних отогнутых частей 16. Наружные конусные части антиэкструзионных шайб 10 и 11 выполнены под углом  $\alpha$  к оси шайбы, равным 65—70°, а внутренние отогнутые части 16 уплотнительных шайб 11 — под углом  $\beta$ , равным 25—30°.

Наружные фаски 5 уплотнительного элемента 4 выполнены также под углом  $\alpha$ , а внутренние фаски 6 — под углом  $\beta$ .

Антиэкструзионные уплотнительные шайбы 11 выполнены из развертки (рис. 1.7) путем сгибания лепестков 17 по линии сгиба на угол  $\alpha$  таким образом, чтобы края 18 лепестков 17 смыкались, образуя конусную часть 15 тарелки уплотнительной шайбы 11, а ее наружный диаметр становился на 1—1,5 мм меньше габаритного диаметра пакера для обеспечения свободного его прохождения в скважине. Размер лепестков 17 развертки выбран таким образом, чтобы ее наружный диаметр был на 8—10 мм больше диаметра  $d$ , равного внутреннему диаметру обсадной колонны, в которой устанавливается пакер, за счет периферийных частей 19.

Края 20 внутреннего отверстия развертки уплотнительной шайбы 11 шириной 2—3 мм подгибаются в ту же сторону, что и лепестки 17, на угол  $\beta$ , образуя внутренние отогнутые части 16, причем диаметр внутреннего отверстия развертки должен быть на 4-6 мм меньше диаметра  $d_1$ , равного диаметру штока 1.

При выполнении пакера с уплотнительными шайбами 11 (рис. 7) на донья 12 и 14 шайб 10 и 11 укладываются распорные кольца 22 из материала с меньшим, чем материал уплотнительного элемента 4, пределом прочности при сжатии. Например, при выполнении уплотнительного элемента 4 из фторопласта 4 с пределом прочности при сжатии 50—60 МПа распорные кольца 22 выполняются из полиэтилена высокого давления с пределом прочности при сжатии 12,5 МПа.

При выполнении пакера с уплотнительными шайбами 11 (рис. 9) по доньям. 14 шайб 11 выдавливаются кольцевые выступы 21, предел прочности при сжатии которых при толщине доньев 14 0,6—0,8 мм составляет 12—16 МПа.

Антиэкструзионные опорные шайбы 10 выполнены из развертки, наружный диаметр который меньше внутреннего диаметра обсадной колонны на 1—2 мм, а диаметр внутреннего отверстия обеспечивает свободное движение шайбы 10 по штоку 1. Лепестки развертки шайбы 10 отгибаются на угол  $\alpha$  по линии сгиба такого же диаметра, как и лепестки 17 шайбы 11, а внутреннее отверстие шайбы 10 остается без изменений. Шайбы 10 и 11 собраны в нижний 8 и верхний 9 пакеты антиэкструзионных шайб и надеты вместе с уплотнительным элементом 4 на шток 1 следующим образом: ближе к уплотнительному элементу 4 установлены с обеих сторон уплотнительные шайбы 11 в количестве как минимум по две таким образом, что их прорезы перекрываются для исключения зазоров, а затем установлены опорные шайбы 10 в количестве по 6—8 штук в каждом пакете 8 и 9, причем их прорезы могут совпадать.

В свободных пространствах между доньями 12 и 14 антиэкструзионных шайб 10 и 11 имеются элементы ограниченной жесткости в виде распорных колец 22 или кольцевых выступов 21, высота которых подобрана таким образом, что шайбы 10 и 11 опираются друг на друга своими доньями 12 и 14 через распорные кольца 22 или кольцевые выступы 21, а не конусными частями 13 и 15.

Конусные части 15 и внутренние отогнутые части 16 шайб 11, соприкасающихся с уплотнительным элементом 4, также опираются на соответствующие им поверхности наружных 5 и внутренних 6 фасок уплотнительного элемента 4, а донья 14 шайб 11 опираются на торцовые поверхности 7 уплотнительного элемента 4 через распорные кольца 22 или кольцевые выступы 21.

Пакер работает следующим образом.

Собранные в нижний 8 и верхний 9 пакеты антиэкструзионные опорные шайбы 10 и уплотнительные шайбы 11, оснащенные приспособлениями ограниченной жесткости в виде распорных колец 22 или кольцевых выступов 21, свободно надеты на шток 1 вместе с уплотнительным элементом 4, образуют с последним жесткую систему, несжимаемую под действием усилий, не связанных с усилиями пакеровки, а возникающих, например, при сборке пакера или спуска его в скважину к месту установки при трении о стенки обсадной колонны или о муфтовые соединения. Жесткость всей уплотнительной системы не позволяет антиэкструзионным шайбам 10 и 11 преждевременно разгибаться, выходить за габаритный диаметр пакера и цепляться за внутреннюю

поверхность обсадной колонны, что привело бы к преждевременному разрушению их и выходу из строя.

Пакер спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. При достижении пакером заданной глубины производится сжатие уплотнительного элемента 4 и деформирование его в осевом направлении воздействием подвижной опоры 3, на которую, в свою очередь, действует вес колонны труб.

В начальный момент действия осевой на грузки уплотнительный элемент 4 несколько сжимается за счет усилий, передаваемых от опоры 3 через верхний пакет 9 и воспринимаемых опорой 2 через нижний пакет 8 шайб 10 и 11. После превышения давлением от осевой нагрузки предела прочности при сжатии элементов ограниченной жесткости в виде распорных колец 22 или кольцевых выступов 21 эти элементы деформируются материал распорных колец 22 выдавливается в первоначальные зазоры между антиэкструзионными шайбами 10 и 11 и внутренней поверхностью обсадной колонны, или кольцевые выступы 21 вдавливаются до принятия доньями шайб 10 и 11 плоского состояния.

После деформации элементов ограниченной жесткости в виде распорных колец 22 или кольцевых выступов 21 антиэкструзионные шайбы 10 и 11 под действием осевой нагрузки приходят в соприкосновение своими доньями 12 и 14, осевая нагрузка через опирающиеся друг на друга донья 12 и 14 шайб передается уплотнительному элементу 4, который, при превышении давлением от осевой нагрузки предела прочности при сжатии его материала деформируется в осевом направлении и разгибает конусные части 13 и 15



антиэкструзионных шайб 10 и 11. Последние разгибаются до плоского состояния и приходят в соприкосновение всей своей поверхностью. При этом опорные шайбы 10 разгибаются до первоначального состояния развертки, таким образом увеличивая радиус нижней опоры 2 пакера, а шайбы 11 разгибаются таким образом, что их периферийная часть 19 изгибается до упора во внутреннюю поверхность обсадной колонны. При этом изогнутые концы лепестков 17 прижимаются к обсадной колонне деформированным материалом уплотнительного элемента 4. Таким же образом внутренние отогнутые части шайб 11 прижимаются к поверхности штока 1. Остальная часть шайб 11 плоско прижимается к шайбам 10.

Таким образом, деформированный под действием осевой нагрузки уплотнительный элемент 4 оказывается в замкнутом кольцевом пространстве, ограниченном сверху и снизу пакетами 8 и 9 антиэкструзионных шайб 10 и 11. При этом пакеты шайб 10 образуют консольные опоры, предотвращающие натекание материала уплотнительного элемента на опоры 2 и 3, а загнутые наружные и внутренние края шайб 11, концы которых прижаты соответственно к внутренней поверхности обсадной колонны и к наружной поверхности штока 1, герметично перекрывают соответствующие зазоры и исключают экструзию через них материала уплотнительного элемента 4.

Выполнение пакера с пакетами антиэкструзионных шайб с уплотнительными шайбами, наружный диаметр которых в развертке больше на 8—10 мм внутреннего диаметра обсадной колонны в месте установки пакера и больше наружного

диаметра в развертке опорных шайб, которые, в свою очередь, меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, позволяет исключить вытекание материала уплотнительного элемента в зазоры между деталями, ограничивающими уплотнительный элемент с торцов, и внутренней поверхностью обсадной колонны при работе пакера в условиях высоких температур и давлений. Выполнение уплотнительных шайб с внутренним диаметром развертки, меньшим наружного диаметра штока пакера, позволяет исключить вытекание материала уплотнительного элемента в зазоры между внутренними поверхностями антиэкструзионных шайб и штоком. А размещение между доньями антиэкструзионных шайб элементов ограниченной жесткости в виде распорных колец или снабжение доньев шайб кольцевыми выступами исключает вероятность выхода из строя антиэкструзионных шайб при сборке пакера, транспортировке или спуске в скважину [3].

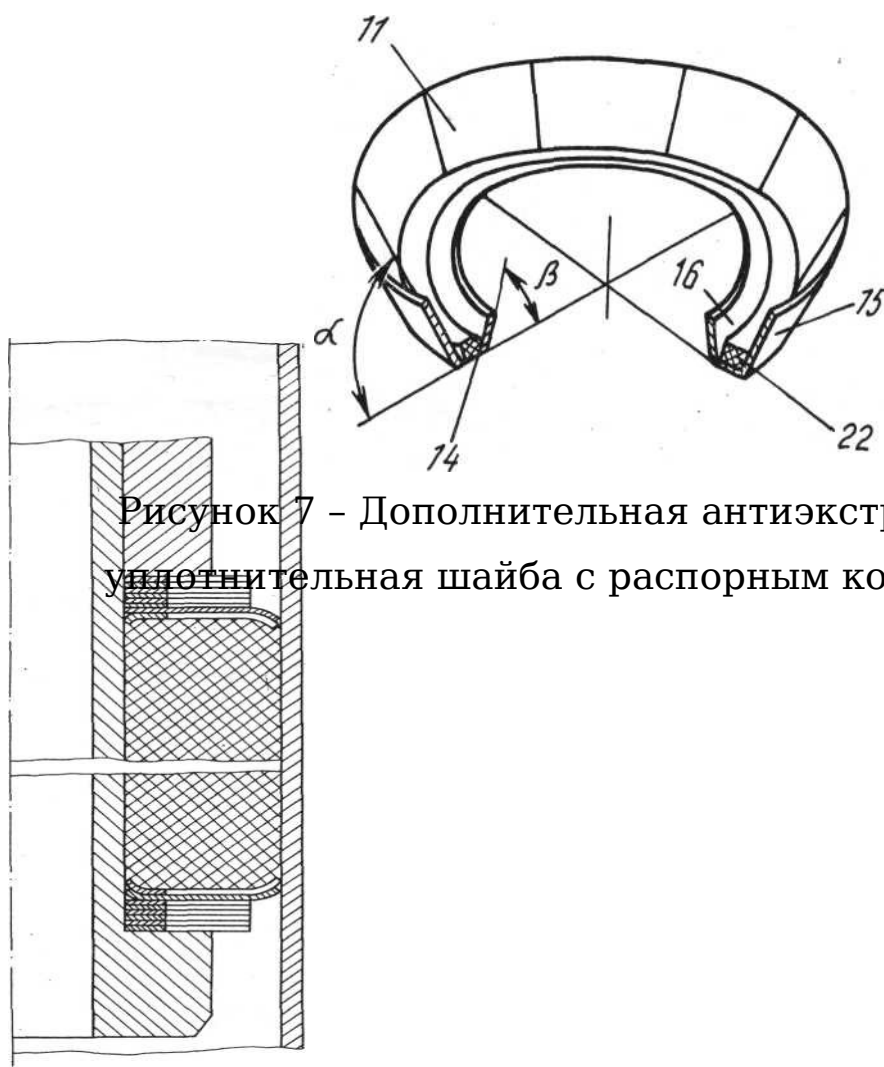


Рисунок 7 - Дополнительная антиэкструзионная уплотнительная шайба с распорным кольцом



## Рисунок 10 - Развёртка шайбы

### **1.4.3 Патент № 2398093 - Гидромеханический пакер**

Изобретение относится к горной промышленности, в частности к креплению нефтяных и газовых скважин, а именно к устройствам для разобщения пластов.

Цель изобретения - повышение надежности работы пакера при герметизации кольцевого пространства скважины за счет возможности совмещения радиального и осевого воздействия на манжету.

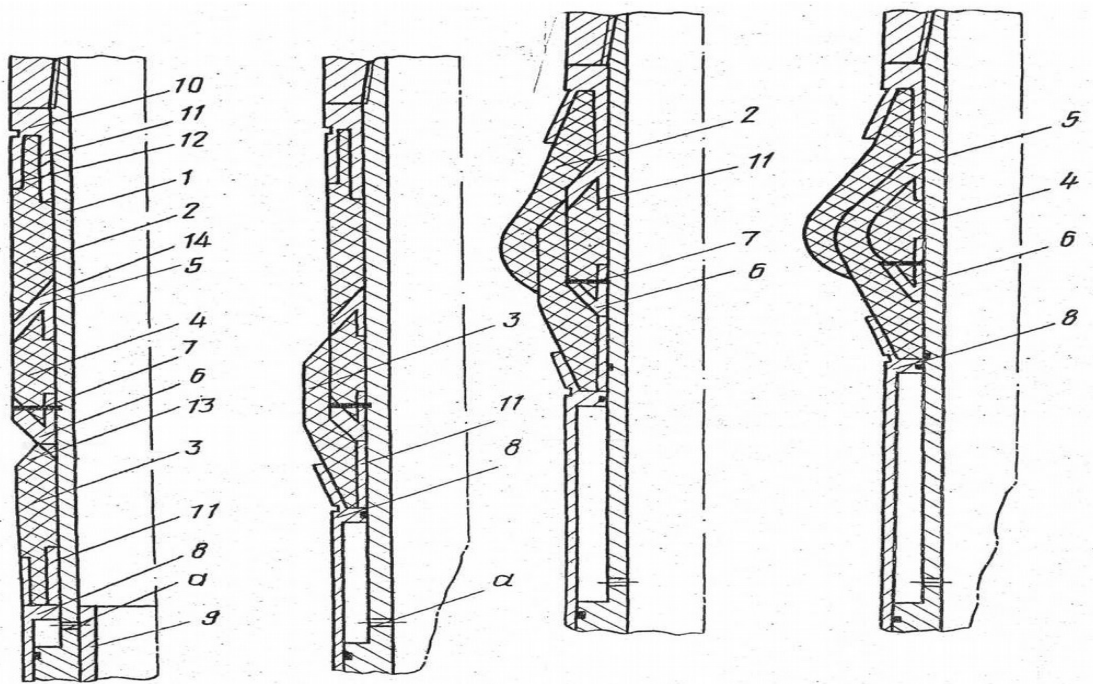
Пакер (рис.11 а) состоит из корпуса 1 с радиальными отверстиями а, установленной на нем секционной манжеты с верхней секцией 2, нижней 3 и средней секцией 4, выполненной из эластичного материала, и жесткими кольцевыми обоймами 5 и 6, причем обойма 6 закреплена на корпусе срез-ным элементом 7, поршня-толкателя 8, защитной втулки 9, перекрывающей радиальные отверстия а корпуса 1, упора 10 и ограничителей хода 11 поршня-толкателя и средней секции манжеты. Поршень-толкатель 8 и упор 10 оборудованы элементами 12 торцевой защиты. Поршень-толкатель 8 связан с нижней секцией 3 манжеты. Торец манжеты, размещенный между поршнем-толкателем 8 и ее средней частью и смежный с ней, выполнен с наружным скосом 13, а торец манжеты 2, смежный с ее средней частью, выполнен с внутренним скосом 14. Такое выполнение участков манжеты на корпусе обеспечивает поочередное наползание участков манжеты друг на друга.

Пакер работает следующим образом.

После окончания процесса цементирование скважины защитная втулка 9, перемещаясь, открывает радиальные

отверстия а. Срабатывание защитной втулки может быть осуществлено, например, путем снятия давления в цементирующей головке. При наращивании избыточного давления в цементирующей головке жидкость, поступающая через радиальные отверстия а корпуса 1, перемещает поршень-толкатель 8, который, в свою очередь, перемещает взаимодействующую с ним манжету и ограничитель 11.

Гидромеханический пакер по авт. св. № 1553650, отличающийся тем, что с целью повышения надежности работы пакера при герметизации кольцевого пространства скважины за счет возможности совмещения радиального и осевого воздействия на манжету, он снабжен жесткими кольцевыми обоймами, размещенными на верхнем и нижнем торцах средней секции манжеты, которая выполнена из эластичного материала, причем нижняя обойма зафиксирована срезным элементом относительно корпуса в транспортном положении и установлена с возможностью взаимодействия с ограничителем хода поршня-толкателя в рабочем положении [5].



а)

б)

в)

г)

Рисунок 11 - а) Пакера в транспортном положении; б и в) пакер в процессе запакеровки; г) пакер в момент окончания процесса пакероки.

## 5. РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ

Пакеры классифицируются по назначению и конструкции следующим образом.

1. В соответствии с назначением пакеры (уплотнители) делятся на:

- Уплотнители, применяемые при отборе нефти и газа из пласта

а) для создания в скважине двух изолированных каналов  
б) при беструбной эксплуатации в) для предохранения от выброса при газопроявлениях (пакер с клапаном-отсекателем).

- Уплотнители, применяемые при исследовании или испытании в случае:

а) отдельного исследования пластов, вскрытых одной скважиной;

б) проверки герметичности обсадной колонны или герметичности изоляции пластов цементным кольцом.

- Уплотнители, применяемые при воздействии на пласт или его призабойную зону при:

а) гидроразрыве пласта;

б) поддержание пластового давления;

в) подаче в пласт теплоносителей.

- Уплотнители, применяемые при подземном ремонте скважин

а) для центровки колонны НКТ

б) для передачи части веса труб на обсадные колонны

в) при изоляционных работах

2. В соответствии с конструктивной схемой пакера и конструктивным исполнением основных составляющих его элементов пакеры классифицируются.

1. По виду нагрузки на уплотнительные элементы:

- пакеры, в которых сжатие уплотнительных элементов происходит под действием внешних сил ;

- надувные пакеры ;

- пакеры сжатия, работающие под действием упругих сил .

2. По виду материала, из которого изготовлен уплотнительный элемент:

- резиновые (Р);

- металлические (М);

- фторопластовые (Ф).

3. По типу упора - с упором на:

- забой через хвостовик;

- переход диаметра обсадной колонны;

- шлицовый захват за обсадную колонну;

- шлицовый захват и торец обсадной трубы в ее муфтовом соединении

4. По способу создания нагрузки на уплотнительные элементы (способ воздействия на уплотнители отражается буквенным обозначением в маркировке пакера. Двойное буквенное обозначение показывает сначала способ образования опоры, затем способ деформации уплотнительного элемента) :

- М - механические пакеры, у которых деформация уплотнительного элемента осуществляется за счет механической нагрузки;



- ГМ - гидромеханические пакеры, у которых щлипсовый узел, обеспечивающий опору пакера на стенку скважины, приводится в рабочее положение путем повышения давления жидкости в колонне труб, а деформация уплотнительного элемента происходит под действием механической нагрузки, например, веса труб;

- мг - механико-гидравлические пакеры, у которых щлипсовый узел занимает рабочее положение под действием механической нагрузки, а деформация уплотнительного элемента осуществляется под действием гидравлических сил в трубах;

- Г - гидравлические пакеры, характерной особенностью которых является то, что давление жидкости используется для прижатия уплотнительного элемента к стенкам скважины, а иногда и для приведения в рабочее положение упора на стенку скважины;

- Х - химические пакеры, у которых прижатие уплотнительного элемента к стенкам скважины осуществляется за счет энергии, выделяющейся в результате химической реакции;

- П - пневматические пакеры, у которых уплотнительный элемент к стенкам скважины прижимается в результате использования энергии сжатого воздуха.

5. По виду направления воспринимаемого усилия от перепада давления. (может вводиться буквенное обозначение в маркировку):

- тип ПВ – воспринимает усилие от перепада давления, направленного вверх;

- тип ПН- воспринимает усилие от перепада давления, направленного вниз;

- тип ПД - воспринимает усилие от перепада давления, направленного вверх и вниз (двухстороннего действия).

В последнем случае пакеры могут оставаться в скважине и выполнять свои функции без колонны подъемных труб, которую извлекают после посадки пакера. В этом случае для отсоединения колонны труб от пакера и повторного соединения ее с пакером применяются разъединители колонн типов РК, ЗРК и 4РК, устанавливаемые над пакером. В остающуюся с пакером часть разъединителя перед разъединением при помощи канатной техники устанавливается пробка, перекрывающая пласт, а извлекаемая часть разъединителя поднимается вместе с колонной подъемных труб.

6. По способу спуска в скважину:

- на трубах (Т);

- на кабеле (тросе) (К).

7. По способу снятия с места установки (может быть введено буквенное обозначение в маркировку):

- извлекаемые (И);

- съемные (С);

- разбуриваемые (Р).

8. По условиям работы (вводится буквенное обозначение в маркировку)

- тип К – коррозионностойкие (К1 – углекислостойкие с  $\text{CO}_2$  менее 10%; К2 – сероводородостойкие с  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  менее 10%; К3 – сероводородостойкие с  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  - 10-25%; К4 –

солянокислостойкие (HCl менее 10%; K5 – углекислостойкие с CO<sub>2</sub> более 10%)

- тип Т – термостойкие (Т1- для сред с температурой 273-423<sup>0</sup>К; Т2 – для сред с температурой 423-470<sup>0</sup>К).

9. По наличию специальных конструктивных приспособлений.

(с противовыбросовым пакером отсекателем, якорем)

Классификация РИР представлена в Приложении Б.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Анализ объектной информации позволил отразить важность проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине. В результате были раскрыты основные особенности проведения соответствующих операций, способы и методы их реализации, а также технологии их проведения.

На основе патентного поиска базы патентов СССР и РФ были проанализированы и оценены наиболее значимые для ремонтно-изоляционных работ и интересные с точки зрения реализации и принципа работы технологические и технические решения, а также было представлено описание и принцип работы заявленных технологий.

Блок теоретической информации позволил сформировать наиболее наглядную классификационную базу ремонтно-изоляционных работ в скважине по различным критериям. Соответствующая классификация представлена в данной работе в рамках ознакомления и выполнения поставленной задачи.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.0-088-01. Классификатор ремонтных работ в скважинах: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 22 октября 2001 г. № 297: взамен РД 39-0147009-531: дата введения 2001.11.01 / ОАО Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности «ВНИИОЭНГ». - Москва: Стандартиформ, 2001. - 20 с. - Текст: непосредственный.
2. В.С.Кроль. Применение пакерующих устройств в высоконапорных объектах глубоких скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
3. Патент № 2209295 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/12. Пакер : № 2002104008/03 : заявл. 13.02.2002 : опубл. 27.07.2003 / А. В. Кустышев, Т. И. Чижова, С. Г. Кочетов [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз".
4. Авторское свидетельство № 1357540 А1 СССР, МПК E21B 33/12. Способ разобщения межтрубного пространства скважины : № 3926114 : заявл. 11.07.1985 : опубл. 07.12.1987 / В. Н. Коршунов, В. А. Машков ; заявитель НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО ТЕРМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ДОБЫЧИ НЕФТИ "СОЮЗТЕРМНЕФТЬ".
5. Патент № 2398093 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/12. Гидромеханический пакер : № 2009129142/03 : заявл. 28.07.2009 : опубл. 27.08.2010 / Н. Х. Хамитьянов, А. С. Ягафаров, В. Е. Пронин [и др.] ; заявитель Открытое

акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина.

6. Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учебное пособие [Электронный ресурс] / А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 272 с.– Схема доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m087.pdf>.

7. Букин И.И., Ганиев Р.Р., Аснбаева Д.Н., Калмацкий СП. Определение скорости и направлении фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов // Тр. БашНИПИнефть. – Уфа: 1981 Вып. 62, – 93 С. 65 – 71.

8. Клещенко И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с

9. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1983. – 236 с.

10. Напряженно деформированное состояние базовых узлов пакерноякорного комплекса для селективного испытания пластов в открытых стволах скважины / Копейкин И. С., Лягов И. А., Перескоков К. А., Маликов Е. А // Сб. тезисов докл. науч.-техн.конф. молодых ученыхспециалистов ООО «БашНИПИнефть». Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. 152 с

11. Аминев М.Х. Способы механизированной добычи нефти с применением пакеров для увеличения производительности скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 1. С. 47 – 57.

12. Шамилов Ф.Т. Опыт применения технологий с пакерно-клапанным оборудованием на осложненном фонде скважин// Инженерная практика, 2010. № 06.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

№ п/ п	Страна выдачи, вид и номер охранног о документ а	Автор (патентообладатель)	Название изобретения	Дата публика ции, номер Бюллет еня
1	2	3	4	5
1	Патент РФ, № 2209295	/ А. В. Кустышев, Т. И. Чижова, С. Г. Кочетов "ТюменНИИгипрогаз"	Пакер	27.07.20 03
2	Патент СССР, № 1357540	В. Н. Коршунов, В. А. Машков Научно- производственное объединение по термическим методам добычи нефти "союзтермнефть"	Способ разобращения межтрубного пространства скважины	11.07.19 87
3	Патент РФ, № 2398093	Н. Х. Хамитьянов, А. С. Ягафаров, В. Е. Пронин Открытое акционерное общество "Татнефть"	Гидромеханичес кий пакер	28.07.20 09



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

По виду нагрузки на уплотнительные элементы

- пакеры, в которых сжатие уплотнительных элементов происходит под действием внешних сил ;
- надувные пакеры ;
- пакеры сжатия, работающие под действием упругих сил .

По виду материала, из которого изготовлен уплотнительный элемент

- резиновые (Р);
- металлические (М);
- фторопластовые (Ф).

По типу упора

- забой через хвостовик;
- переход диаметра обсадной колонны;
- шлицовый захват за обсадную колонну;
- шлицовый захват и торец обсадной трубы в ее муфтовом соединении

По способу создания нагрузки на уплотнительные элементы

- М - механические пакеры;
- ГМ - гидромеханические пакеры;
- МГ - механико-гидравлические пакеры;
- Г - гидравлические пакеры;
- Х - химические пакеры;
- П - пневматические пакеры.